

Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto



Procedimento para Opção Técnico-Económica para Turbina Hídrica de Superfície

Francisco Miguel Marques Moreira

Dissertação realizada no âmbito do
Mestrado Integrado em Engenharia Electrotécnica e de Computadores
Major Energia

Orientador: Prof. Doutor. Hélder Filipe Duarte Leite

Março de 2011

Resumo

As sociedades modernas encontram-se cada vez mais dependentes de Energia Eléctrica. O sector Energético tem hoje um papel estruturante, integrador e fundamental na Sociedade e na Economia Mundial. Neste âmbito, as fontes de energia renovável pelo seu carácter endógeno e disperso, assumem um lugar de destaque nas Políticas Energéticas Nacionais e Internacionais. Unanimemente reconhecido como um sector com enorme potencial de desenvolvimento, as Energias Renováveis em Portugal e no Mundo, têm ostentado um peso crescente na potência instalada total. A política de desenvolvimento sustentável da produção nacional renovável assenta no aumento articulado da capacidade instalada hídrica e eólica.

A energia hídrica produzida em pequenos aproveitamentos apresenta-se como uma alternativa fundamental na política nacional para as energias renováveis. Com um potencial de exploração em Portugal próximo 1.000MW, o sector hídrico exhibe uma capacidade de crescimento elevada e fortemente impulsionada pela política energética. A liberalização do Sistema Eléctrico e a abertura do mercado aos investidores privados, veio incentivar o investimento em aproveitamentos hidroeléctricos de potência instalada inferior a 10 MW. Contrariamente às convencionais instalações hídricas, as turbinas de fluxo Sub-Axial podem gerar Energia Eléctrica com impacto ambiental mínimo, apresentado um gama abrangente de sítios disponíveis. As turbinas de fluxo Sub-Axial, ou Turbinas de superfície, são conversores de energia electromecânicos, podendo funcionar ininterruptamente durante vários anos, com um mínimo manutenção, e ser exploradas como centrais eléctricas com uma potência próxima dos 5kW.

Este trabalho visa apresentar um aspecto geral da tecnologia, juntamente com os desafios pertinentes e de natureza multi-disciplinar, com especial ênfase para as contribuições da área de engenharia electrotécnica. Será exposto o procedimento a realizar no estudo e implementação de Turbina Hídrica de superfície, analisando os temas pertinentes e com influência directa na produção e viabilidade do projecto.

Abstract

Modern societies are increasingly dependent on Electricity, presenting the Energy sector a structuring role, and key integrator factor in Society and the World Economy. In this context, the sources of renewable energy by its endogenous and dispersed nature, assume a prominent place in the National and International Energy Policy. Unanimously recognized as a sector with enormous potential for development, Renewable Energy in Portugal and in the World has been increasing the proportion of total installed power.

The hydropower produced in small hydroelectric presents itself as an alternative and "clean" energy source, with minimal environmental impacts and potential for exploration in Portugal around 1.000 MW. The liberalization of the electricity system and the opening of the market to private investors have encouraged investment in hydroelectric power plants with installed power below 10 MW. Despite this, Portugal is now one of the EU countries with higher water potential unexploited, nowadays Portugal has over 50% of its hydropower potential to have the benefit of. Contrary conventional Turbine systems, the Undershot Water Wheel can generate Electricity with minimal environmental impact, presenting a much wider range of available sites. Undershot Water Wheel is an electromechanical energy converter that converts the kinetic energy of river water into other usable forms of energy, and may work continuously for several years with minimal maintenance.

This paper presents an overview of the technology along with pertinent and multi-disciplinary challenges with an emphasis on the need for contributions from electrical engineering domain. In order to carry out technical and economic option for an Undershot Water Wheel is also carried out the study and characterization of the hydrological resource and mathematical modeling of the Turbine, assessing their production

Agradecimentos

Para todos os que compartilharam a vivência deste trabalho, expresso aqui a minha gratidão.

Ao Professor Doutor Helder Filipe Duarte Leite, por toda a disponibilidade demonstrada, atenção, conhecimento e sugestões transmitidas. Agradeço especialmente a orientação e apoio na construção deste trabalho, que nos permitiu crescer e traçar novos horizontes.

Aos meus pais, que tanto investiram na minha educação e realização profissional, pessoal e académica e a quem o agradecimento que não cabe nas palavras.

A minha namorada, Ana Benedita Soares, por toda a ternura carinho e infinita paciência.

Uma palavra de agradecimento aos Professores Dr. Manuel Vaz Guedes, Dr. Artur Manuel de Figueiredo Fernandes e Costa, Dr. Paulo Manuel de Araújo Sá e Prof. Francisco Manuel de Oliveira Piqueiro, pelo tempo disponibilizado, conselhos e conhecimentos transmitidos que contribuíram para esta Dissertação.

Aos meus colegas e amigos António Oliveira e José Paulo Moura, que embarcaram comigo na mesma viagem académica, imersa em constantes emoções e entreaajuda, e a quem reservo verdadeira amizade.

Ao meu irmão Ricardo e ao amigo Fernando Ribeiro, pelo apoio prestado e momentos de lazer proporcionados que contribuíram para a conclusão desta dissertação.

A todos os outros que contribuíram de alguma forma na realização deste percurso. O meu sincero Obrigado!

Índice

Resumo	iii
Abstract	v
Agradecimentos	vii
Índice	ix
Lista de figuras.....	xi
Lista de tabelas	xiii
Abreviaturas e Símbolos	xvii
Capítulo 1	1
Introdução	1
1.1. Enquadramento da Dissertação na Estratégia Europeia e Nacional para o Sector Eléctrico.....	1
1.2. Motivação e Objectivos da Dissertação.....	5
1.3. Estrutura da Dissertação.....	7
Capítulo 2	9
Produção Descentraliza de Energia: Energia Hídrica e Estado da Arte	9
2.1. Energia Renovável Hídrica em Portugal	9
2.2. Centrais Hídricas de Pequena Dimensão: Caracterização	10
2.3. Análise do Recurso Hidrográfico no Local de Implementação da Central Hídrica.	11
2.4. Opções Tecnológicas	13
2.5. Produção em Regime Especial (PRE): Enquadramento Legal	18
2.5.1. Procedimentos Administrativos para Ligação da Produção Descentralizada Renovável	19
2.5.2. Condições Técnicas da Ligação RNT	20
2.5.3. Condições Técnicas da Ligação RND	22
2.6. Licenciamento de CMH.....	24
Capítulo 3	27
Caracterização Hidrológica Rio Cávado	27
3.1. Localização da área de estudo: Rio Cávado, Barcelos	27
3.2. Metodologia Utilizada no Estudo Hidrográfico	28
3.3. Influência das Condições climatéricas no Escoamento	30
3.4. Caracterização do Caudal do Rio Cávado	32

3.5. Caracterização da Velocidade da Corrente do Rio	36
3.6. Conclusão	38
Capítulo 4.....	39
Turbina Hídrica e Sistema Mecânico.....	39
4.1. Rodas de água	39
4.2. Modelação e eficiência de uma turbina de fluxo Sub-Axial	40
4.3. Estabilidade e Optimização da Eficiência da Turbina.....	44
4.3.1. Flutuadores de Sustentação da Turbina.....	46
4.3.2. Difusores de Água	47
4.4. Sistemas de Transmissão da Turbina para o Gerador: Incremento de Velocidade	48
4.5. Conclusão	51
Capítulo 5.....	53
Análise e Opção Técnica para Escolha do Gerador.....	53
5.1. Gerador de Indução e Gerador Síncrono: Comportamento a Velocidade Variável	53
5.1.1. Comportamento a Velocidade Variável da Máquina de Indução	54
5.1.2. Comportamento a Velocidade Variável do Gerador Síncrono	60
5.1.3. Opções Técnicas Válidas para Operação a Velocidade Variável	62
5.2. Controlo da Qualidade de Energia Fornecida a Rede	63
5.2.1. Controlo da Qualidade de Energia Fornecida a Rede para a MIDA.....	64
5.2.2. Controlo da Qualidade de Energia Fornecida a Rede para um GS	65
5.3. Escolha do Gerador: Opção Técnica	66
5.4. Índice de Protecção do Gerador.....	67
5.5. Conclusão	68
Capítulo 6.....	69
Caso de Estudo: Implementação de Turbina de Superfície - Barcelos.	69
6.1 Turbina - Roda de Água de Fluxo Sub-Axial	69
6.2 Cálculo da Potência, Velocidade Angular e Binário da Turbina	71
6.3 Estudo e Opção Técnico-Económica para Gerador a Implementar no Caso de Estudo	73
6.3.1 Estudo e Dimensionamento de um Grupo Gerador para a Potência Máxima da Turbina	73
6.3.2 Estudo e Dimensionamento de Dois Grupo Geradores de Potência Intermédia.....	81
6.3.3 Opção Técnico-Económica para Gerador a Implementar no Caso de Estudo.....	86
6.4 Conclusão:	88
Capítulo 7.....	89
Conclusões e Trabalhos Futuros.....	89
7.1 - Conclusões	89
7.2 Principais Contribuições e Trabalhos Futuros	91
Referências	93
Anexo A	97
Anexo B	103

Lista de figuras

Figura 2.1 - Curva de caudais classificados com da área de exploração exemplificativa	12
Figura 2.2 - Selecção da turbina em função da altura de queda, caudal e potência	14
Figura 2.3 - Rodas de Água de eixo horizontal: A) Admissão Sub-Axial, B) Admissão Sobre-Axial	16
Figura 3.1 - Bacia hidrográfica do Rio Cávado/Ribeiras Costeiras	28
Figura 3.2 - Precipitação para ano o médio 1940 a 1997 (SNIRH)	30
Figura 3.3 - Precipitação mensal para o período de estudo	31
Figura 3.4 - Precipitação anual na bacia para o período de estudo	31
Figura 3.5 - Evaporação, piche e tina, para o ano de maior temperatura média, 1998.....	32
Figura 3.6 - Evaporação, piche e tina, para o ano de menor temperatura média, 1985	32
Figura 3.7 - Pluviosidade e caudal médios em ano médio.....	34
Figura 3.8 - Curva de caudais classificados [m^3/s]	34
Figura 3.9 - Curva de caudais classificados [m^3/s]	35
Figura 3.10 - Área transversal [m^2]	37
Figura 3.11 - Caudal médio e Nível médio mensal para ano médio.....	37
Figura 3.12 - Velocidade média da corrente da água para ano médio [m/s]	38
Figura 4.1 - a) Rodas Norse; b) undershot ou rodas de fluxo Sub-Axial; c) overshot ou de fluxo sobre-axial [58]	40
Figura 4.2 - Roda de água de fluxo Sub-Axial [59].....	41
Figura 4.3 - Variação da eficiência da turbina em função de c	43
Figura 4.4 - a) Nível médio b) Nível baixo c) Nível elevado.....	45
Figura 4.5 - Tipos de canais Híbridos	47
Figura 4.6 - Tipos de difusores.....	47

Figura 4.7 - Canal híbrido: área de entrada superior a área de saída, velocidade de saída superior a velocidade de entrada. Caudal constante	48
Figura 4.8 Sistema de transmissão por polias, com polia de ajuste de tensão	50
Figura 5.1 - Motor de indução com rotor em gaiola de esquilo [36]	54
Figura 5.2 - Modos de funcionamento de uma máquina de indução	55
Figura 5.3 - Potência reactiva consumida em função da potência activa gerada	56
Figura 5.4 - Esquema eléctrico equivalente por fase reduzido ao estator	57
Figura 5.5 - Esquema equivalente na convenção gerador	61
Figura 5.6 - Variação da Potencia em função do ângulo de carga [69]	62
Figura 5.7 - MIDA com controlo parcial de potência entre o rotor do gerador e a rede	64
Figura 5.8 - GS com controlo total de potência entre o gerador e a rede	65
Figura 6.1 - Variação do Binário e Velocidade da Turbina em função do seu Raio	70
Figura 6.2 - Turbina - A) vista de perfil B) vista frontal	71
Figura 6.3 - Variação da Potência para ano medido em função da velocidade da água	72
Figura 6.4 - Binário de entrada para o gerador GL-PMG-3500 PMG em função da velocidade de rotação	75
Figura 6.5 - Potência produzida pelo gerador GL-PMG-3500 PMG em função da velocidade de rotação	75
Figura 6.6 - Binário requerido e binário fornecido ao gerador em função da velocidade de rotação	76
Figura 6.7 - Binário requerido e binário fornecido ao gerador em função da velocidade de rotação	79
Figura 6.8 - Binário requerido por um gerador de 1500W e binário fornecido aos geradores, ambos em função da velocidade de rotação	83
Figura 6.9 - Binário requerido por um gerador de 1800W e binário fornecido aos geradores, ambos em função da velocidade de rotação	85
Figura A.1 - Imagens de satélite do local com distância entre margens [Google Earth]	101
Figura B.1 - Densidade de fluidos a pressão atmosférica	103
Figura B.2 Turbinas Hidrocinéticas e sistemas de ancoramento mais comuns	104
Figura B.3 Principais tipos de Turbina Hidrocinéticas; fabricantes e potências	105

Lista de tabelas

Tabela 1.1 - Eixos de actuação ENE 2020	5
Tabela 2.1 - Evolução histórica da energia Hídrica produzida (GWh), Portugal Continental [12].....	10
Tabela 2.2 - Calcificação UNPEDE em função da potência [16, 17]	10
Tabela 2.3 - Calcificação UNPEDE em função da Queda útil [16, 17].....	10
Tabela 2.4 - Evolução histórica da potência total instalada em Hídricas (MW), Portugal Continental [12]	11
Tabela 2.5 - Turbinas de acção e reacção aplicáveis em CMH [16, 17]	14
Tabela 2.6 - Coeficientes α delimitadores de Q_{\min} e Q_{\max} para os diferentes tipos de turbina [16,17]	16
Tabela 2.7 - Fornecimento de energia reactiva a RNT.....	21
Tabela 2.8 - Limites técnicos para ligação de gerador síncrono a RND	22
Tabela 2.9 - Fornecimento de energia reactiva a RND.....	23
Tabela 3.1 - Características da estação Hidrométrica	29
Tabela 3.2 - Característica da estação meteorológica.....	29
Tabela 3.3 - Caudal médio mensal (convencional) para o período de estudo; valores máximos, mínimos e ano médio [m^3/s]	33
Tabela 3.4 - Parâmetros da modelização matemática.....	35
Tabela 3.5 - Factor de correcção [36]	36
Tabela 5.1 - Modos de funcionamento de uma MIRG [67]	59
Tabela 5.2 - Modos de funcionamento de uma MIDA [67]	59
Tabela 5.3 - Características de funcionamento do GS	62
Tabela 5.4 - Índice de protecção dos motores	67
Tabela 6.1 - Velocidade da água e potência estimada.....	71

Tabela 6.2 - Potência, Velocidade e Binário para ano médio.....	72
Tabela 6.3 - Modelos e potências de geradores disponibilizados pelo fabricante Ginlong Technologies	73
Tabela 6.4 - Especificações Eléctricas do gerador GL-PMG-3500	74
Tabela 6.5 - Binário, Velocidade e Eficiência nominal para o gerador GL-PMG-3500	74
Tabela 6.6 - Binário e velocidade disponibilizados ao gerador após modelação por uma transmissão de rácio de incremento de velocidade (1:8)	76
Tabela 6.7 - Energia produzida em ano médio	77
Tabela 6.8 - Energia total e eficiência global do sistema para ano médio para o gerador	77
Tabela 6.9 - Especificações Eléctricas do gerador GL-PMG-1800	78
Tabela 6.10 - Binário, Velocidade e Eficiência nominal para os geradores	78
Tabela 6.11 - Binário e velocidade disponibilizados ao gerador após modelação por uma transmissão de rácio de incremento de velocidade (1:18).....	79
Tabela 6.12 - Energia produzida em ano médio	80
Tabela 6.13 - Energia total e eficiência global do sistema para ano médio para o gerador	80
Tabela 6.14 - Especificações Eléctricas do gerador GL-PMG-1500	81
Tabela 6.15 - Binário, Velocidade e Eficiência nominal para os geradores	81
Tabela 6.16 - Binário e velocidade disponibilizados aos geradores após modelação por uma transmissão de rácio de incremento de velocidade (1:20).....	82
Tabela 6.17 - Energia produzida em ano médio para grupo gerador constituído por dois geradores de 1500W.....	83
Tabela 6.18 - Energia total e eficiência global do grupo composto por dois geradores de 1500W	84
Tabela 6.19 - Binário e velocidade disponibilizados aos geradores após modelação por uma transmissão de rácio de incremento de velocidade (1:17).....	84
Tabela 6.20 - Energia produzida em ano médio para grupo gerador constituído por dois geradores de 1800W.....	85
Tabela 6.21 - Energia total e eficiência global do grupo composto por dois geradores de 1800W	86
Tabela 6.22 - Tarifas em Regime bonificado e Regime geral	87
Tabela 6.23 - Estudo Económico	88
Tabela A.1 Aproveitamentos hidroeléctricos na Bacia do Rio Cavado/Ribeiras Costeiras	98
Tabela A.2 Estações hidrométricas na bacia hidrográfica do Cavado/Ribeiras Costeiras	99
Tabela A.3 Temperaturas médias mensais no local de estudo	100

Tabela A.4 - Nível médio mensal (convencional) para o período de estudo; valores máximos, mínimos e ano médio [m].....	102
--	-----

Abreviaturas e Símbolos

Lista de abreviaturas

CMH	Centrais Mini-Hídricas
CP	Período com as horas de cheia e de ponta
DGE	Direcção-Geral de Energia
ENE	Estratégia Nacional Energética
ERSE	Entidade Reguladora do Sector Eléctrico
FER	Fontes de Energia Renovável
IA	Instituto da Água
IGBT	Transístores Bipolares de Porta Isolada
IGC	Induction Generator Controller
IP	Índice de Protecção
MCH	Micro Centrais Hídrica
MIDA	Maquina de Indução Duplamente Alimentada
MIRG	Máquina de Indução com Rotor em Gaiola
ORD	Operador da Rede Nacional de Distribuição
ORT	Operador da RNT
SEP	Sistema Eléctrico Nacional num Sistema de Abatimento Público
PNAER	Plano Nacional de Acção para as Energias Renováveis
PRE	Produção em Regime Especial
PWM	Modulação da Largura do Impulso
RESP	Rede Eléctrica de Serviço Público
RDBT	Redes de Distribuição de Electricidade em Baixa Tensão
RNT	Rede Nacional de Transporte
SEI	Sistema Eléctrico Independente
SNIRH	Sistema Nacional de Informação de Recursos Hídricos
TCMA	Taxa de Crescimento Média Anual
TIR	Taxa Interna de Rendimento
UE	União Europeia
UNPEDE	União Internacional dos Produtores e Distribuidores de Energia Eléctrica
VS	Período com as horas de vazio e de super vazio

Lista de símbolos

A	Área
E	Energia
ε	Eficiência
f	Frequência
f_c	Factor correcção
Q	Caudal
h	Altura
I	Corrente
n	Velocidade de rotação
P	Potência
R	Resistência
τ	Binário
V	Tensão
v	Velocidade
W	Trabalho
ω	Velocidade angular
X	Reactância
Z	Impedância
ρ	Densidade

Capítulo 1

Introdução

As sociedades modernas são cada vez mais dependentes da energia eléctrica, assumindo o sector eléctrico um papel crucial e fundamental. A liberalização do sistema eléctrico e a abertura do mercado, realizado de forma progressiva entre 1995 e 2006, proporcionou a todos os consumidores em Portugal continental a escolha do seu fornecedor de energia eléctrica [1]. Associada à liberalização e à construção do mercado interno de electricidade está a abertura e incentivo à produção de energia eléctrica por parte do sector privado, principalmente produção com recurso a fontes de energia endógenas [1]. O tema desta dissertação surge neste âmbito, tendo como objectivo a escolha de um gerador comercial para aproveitamento Hídrico de Superfície.

Este capítulo apresenta o contexto em que se insere o tema da dissertação, bem como a motivação e objectivos inerentes a sua realização. É apresentado o seu enquadramento na estratégia Europeia e Nacional para a segurança do abastecimento e auto-suficiência energética, sendo dado especial ênfase aos objectivos comunitários para o ano de 2020 e a preponderância da energia hídrica no cumprimento destes objectivos. No último ponto é apresentada a estrutura da dissertação.

1.1. Enquadramento da Dissertação na Estratégia Europeia e Nacional para o Sector Eléctrico

Como descrito em [2], a União Europeia (UE) tem vindo a acentuar o seu consumo energético importando cada vez mais fontes primárias de energia, importações motivadas pelo défice de produção relativamente aos níveis de consumo, resultando no aumento constante da dependência externada da UE. O aumento dramático verificado nos últimos anos no preço do petróleo tem vindo a agudizar o problema da dependência externa em matéria de energia, nomeadamente devido ao impacto dos preços do petróleo no preço da energia

[2]. Esta dependência é transversal a todos aos sectores da economia, de tal forma que se não forem tomadas medidas estima-se que a dependência externa da união passe dos actuais 50% para os 70% [2].

O Artigo 2 ° do Tratado da União Europeia consagra e perspectiva um desenvolvimento sustentável para todos os estados membros, sendo definindo em [3] uma Política Energética para a Europa [3, 4]. A estratégia de longo prazo da UE para a segurança de fornecimento de energia passa por assegurar uma disponibilidade ininterrupta de produtos energéticos no mercado, a um preço acessível para todos os consumidores, privados e industriais, respeitando preocupações ambientais e a perspectivando o seu desenvolvimento sustentável [3]. Entre os objectivos estabelecidos pela UE para o sector energético, encontram-se o equilíbrio e diversificação das fontes de abastecimento e de produção por região geográfica, produção descentralizada [3]. O ponto de partida para uma política energética europeia é definido em [3] e assenta em três vertentes:

- Combater as alterações climáticas: as emissões de CO₂ ligadas à energia representam 80% das emissões de gases com efeito de estufa na EU
- Limitar a vulnerabilidade externa da UE face às importações de hidrocarbonetos e à crescente volatilidade de preços do petróleo e do gás
- Promover o crescimento e o emprego, incentivando tecnologias inovadoras, conduzindo potencialmente a um mercado energético da UE mais competitivo

A política da UE encontra-se fortemente condicionada pelo seu contexto e estrutura [3]. Actualmente composta por 27 estados membros interdependentes, tanto no que diz respeito ao combate às alterações climáticas como na realização do mercado de energia, qualquer decisão de política energética tomada por uma Estado-Membro terá inevitavelmente um impacto sobre o funcionamento do mercado energético em outros estados [3].

O Livro Verde surge em 2000 como esboço de uma estratégia energética a longo prazo, segundo a qual a UE deve reequilibrar a política de abastecimento através de medidas fiscais de forma a orientar um consumo mais controlado e respeitador do ambiente [2]. O Livro verde da EU define em relação a oferta, prioridade à luta contra o aquecimento global e consequentemente ao desenvolvimento e aposta nas energias renováveis. Medidas fiscais compostas por ajudas, deduções, e taxação das energias rentáveis, como petróleo e o gás, são apresentadas como forma de financiar o desenvolvimento de energias renováveis [2].

Como resultado do período de consultas do seu Livro Verde, a Comissão Europeia propôs a seguinte estratégia e objectivos para a Política Energética para a Europa:

- Objectivo de 30% de redução das emissões de gases com efeito de estufa pelos países desenvolvidos até 2020 em relação aos níveis de 1990. Além disso, em 2050 as emissões globais devem apresentar uma redução até 50% em relação a 1990, o que implica reduções nos países industrializados de 60-80% até essa data
- A UE deve alcançar até 2020, em quaisquer circunstâncias, pelo menos uma redução de 20% dos gases com efeito de estufa em relação aos níveis de 1990
- A UE deve aplicar mecanismos de incentivo ao uso eficiente de energia de forma a promover a diminuição 20% no consumo até 2020
- Promover a realização da meta de 20% para as energias renováveis em 2020
- Abertura do mercado de forma a permitir aos cidadãos beneficiar de mais confiança, preços competitivos, bem como de tornar o sistema energético mais sustentável

A criação de incentivos ao investimento, sobretudo em eficiência energética e energias renováveis faz com que a UE seja hoje o líder mundial em tecnologias renováveis, que representam um volume de negócios de 20 mil milhões de euros e empregam 300000 pessoas [3].

Actualmente os domínios prioritários da EU para o sector da energia são [3, 5]:

- Estabelecimento de uma rede europeia: - Desenvolvimento de um verdadeiro mercado europeu da electricidade;
- Plano de interconexões prioritárias: - Incentivos aos investimentos em infra-estruturas e aceleração dos processos de autorização de interconexão na rede europeia de electricidade. Quanto maior a interconectividade menor será a necessidade de capacidade de reserva;
- Investimento na capacidade de geração: - Substituir a capacidade envelhecida de geração de electricidade e fazer face à procura, devendo estar disponíveis as reservas necessárias para evitar rupturas nos momentos de elevada procura e servir de complemento às fontes de energia renováveis intermitentes.
- Condições equitativas: - Importância da separação, devido a existência de diferenças significativas no nível e eficácia, entre as actividades de transmissão e distribuição e as actividades concorrenciais
- Aumento da competitividade da indústria Europeia: - Competitividade industrial exige um quadro regulador bem concebido, estável e previsível, de forma a promover a competitividade da indústria comunitária e assim contribuir para o crescimento e o emprego

Os Estados-Membros e a indústria têm reconhecido a importância destes desafios e da necessidade de uma política eficaz, de acção a nível comunitário, em prol da “europeização” da energia. Isto inclui apoio financeiro da UE de forma a promover a inovação técnica e o investimento, com o objectivo de melhorar a segurança e a sustentabilidade dos sistemas de energia [5].

Com intuito de promover a utilização de energia proveniente de fontes renováveis, a Directiva 2009/28/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 23 de Abril de 2009, estabeleceu que os Estados-Membros deveriam apresentar à Comissão Europeia um Plano Nacional de Acção para as Energias Renováveis (PNAER) até 30 de Junho de 2010 [6]. O PNAER fixa os objectivos nacionais relativos à quota de energia proveniente de fontes renováveis consumida nos sectores dos transportes, da electricidade e do aquecimento e arrefecimento em 2020, bem como as respectivas trajectórias de penetração de acordo com o ritmo da implementação das medidas e acções previstas em cada um desses sectores [6].

A estratégia nacional para a energia encontra-se definida na ENE 2020, estratégia que constitui um impulso para que o País prossiga na liderança da sustentabilidade energética e cumpra as metas e objectivos estabelecidos no programa governamental [7]. A ENE 2020 define uma agenda para a competitividade, crescimento e independência energética e financeira do País através da aposta nas energias renováveis e eficiência energética. Assegurando a segurança de abastecimento e a sustentabilidade económica e ambiental do modelo energético.

Os principais objectivos constantes em [7] são:

- Reduzir a dependência energética do País face ao exterior para 74% em 2020, produzindo nesta data, a partir de recurso endógenos, o equivalente a 32% da energia final.
- Cumprir os compromissos assumidos por Portugal no contexto das políticas europeias de combate às alterações climáticas, permitindo que em 2020, 60% da electricidade produzida tenha origem em fontes renováveis e consumo de energia final seja reduzido em 20%.
- Reduzir em 25% o saldo importador energético com a energia produzida a partir de fontes endógenas.
- Consolidar o cluster das energias renováveis em Portugal.
- Desenvolver o cluster industrial associado a eficiência energética, proporcionando exportações adicionais.
- Promover o desenvolvimento sustentável criando condições para o cumprimento das metas da redução de emissões assumidas por Portugal no quadro Europeu.

A estratégia Nacional da energia ENE 2020 encontra-se dividida em 5 Eixos de actuação, ver Tabela 1.1.

Tabela 1.1 - Eixos de actuação ENE 2020

Eixos	Objectivos
1 Agenda para a competitividade, crescimento e independência energética e financeira	A ENE 2020 constitui uma agenda para a competitividade, o crescimento e a independência energética e financeira do País
2 Aposta nas energias renováveis	Uma aposta nas energias e nas fontes renováveis de forma a obter 31% de toda a energia e 60% da electricidade consumida em Portugal em 2020
3 Promoção da eficiência energética	Promoção da eficiência energética, consolidando o objectivo de redução de consumo da energia final em 10% até 2015 e 20% em 2020
4 Garantia de abastecimento	Assegurar e garantir a segurança de abastecimento através da diversificação de "mix" energético.
5 Sustentabilidade da estratégia energética	Sustentabilidade económica e ambiental, promovendo a redução de emissões e gestão equilibrada dos custos e dos benefícios da sua implementação

A aposta nas energias renováveis, definida no eixo dois, revela uma aposta na energia Hídrica, estipulando um plano de acção para a promoção de Mini-Hídricas com o objectivo de licenciar de forma rápida 250MW. A mesma política contempla o aumento da potência hídrica até 8600MW e instalar maiores capacidades reversíveis, como forma de viabilizar o crescimento da energia eólica.

1.2. Motivação e Objectivos da Dissertação

Actualmente, além de proporcionar conforto e mobilidade, a energia eléctrica é indispensável na maior parte da produção de riqueza social, seja na indústria ou no comércio. Contudo, a produção e o consumo exacerbado de energia exerce sobre o ambiente pressões consideráveis, apresentado também, efeitos nocivos para a saúde humana.

A consciencialização global sobre os impactos negativos provocados no ambiente pela produção e consumo despesistas de energia, levou ao aparecimento de legislação do final da década de 90 e ao assinar do “Protocolo de Quioto” em 2002. Desde então, foram efectuadas

numerosas alterações a lei, seja na forma de decreto-lei ou resolução do conselho de ministros, promovendo a eficiência energética e as chamadas energias renováveis, hídrica, solar, eólica, biomassa.

A energia hídrica produzida em pequenos aproveitamentos, correntemente designados por Centrais Mini-Hídricas (CMH), apresenta-se como uma alternativa “limpa”, com impactos ambientais mínimos e um potencial de exploração em Portugal próximo 1.000MW [8]. Com a abertura do sector de produção de energia eléctrica aos investidores privados, como documentado em [9], surge por parte destes, interesse no investimento em pequenos aproveitamentos hidroeléctricos de potência instalada inferior a 10MW. Não obstante este facto, Portugal é actualmente um dos países da União Europeia com maior potencial hídrico por explorar, apresentando hoje em dia mais de 50% do potencial hídrico por aproveitar [11].

O Decreto-Lei n.º 363/2007 de 2 de Novembro, posteriormente alterador por [12] veio estabelecer o regime jurídico aplicável à produção de electricidade por intermédio de instalações de pequena potência, designadas por unidades de microprodução [11]. Este conjunto de decretos-lei admitem a possibilidade de microgeração hídrica desde que a potência produzida não seja superior a 50 % da potência contratada para a instalação eléctrica de utilização ou ate uma potência máxima de 5,75 KW [11, 12]. Estes regimes jurídicos pretendem incentivar e promover a produção descentralizada de electricidade em baixa tensão por particulares, bem como a investigação científica nesta área [12].

Neste contexto surge o tema desta dissertação, “Procedimento para opção técnico-económica para turbina hídrica de superfície”, tendo como objectivo encontrar o gerador comercial que mais se adequa a uma turbina de superfície, fundamentando a escolha por opção técnica ou económica. As turbinas de superfície ou águas correntes efectuam o aproveitamento da energia cinética contida na água que flui num rio ou canal, implicando o estudo e caracterização do recurso hidrológico. Com intuito de estimar e caracterizar a produção da unidade de microprodução, será também efectuada a modelização matemática de uma turbina hídrica de superfície tipo roda de água, avaliando a sua produção no recurso hídrico anteriormente caracterizado

1.3. Estrutura da Dissertação

O presente documento encontra-se dividido em 7 capítulos, com correspondentes subcapítulos, sendo que o presente capítulo faz uma breve contextualização e introdução ao tema da dissertação.

No capítulo 2 efectua-se o enquadramento da dissertação no contexto energético nacional e a sua evolução para mercado liberalizado, dando-se especial ênfase a energia hídrica. Será também efectuada análise do recurso hídrico e das tecnologias de turbinas e geradores aplicáveis. Por último é apresentado o enquadramento legal em que a Produção Descentralizada de Energia se insere e passos necessários ao seu licenciamento

O terceiro capítulo apresenta a caracterização do Rio Cávado, rio escolhido como caso de estudo, analisando os registos de caudal verificado disponibilizados pelo Sistema Nacional de Informação de Recursos Hídricos (SNIRH), sendo posteriormente aferida a curva de caudais classificados e variação da velocidade da água para ano médio.

No capítulo 4 é realizado o estudo da turbina e do sistema mecânico a implementar, sendo efectuada a modelização matemática de uma turbina de fluxo Sub-Axial e extrapolados temas referentes as sua eficiência e estabilidadees.

No quinto capítulo analisa-se as características intrínsecas a cada tipo de gerador, com intuito de consumir e validar a OpçãoTécnica a realizar. Neste capítulo é avaliado comportamento das máquinas síncronas e assíncronas, quando a funcionar como gerador de velocidade variável, bem como os requisitos necessários ao cumprimento da qualidade de onda estabelecidos por lei. Por último são apresentados os Índices de Protecção (IP) obrigatórios em máquinas eléctricas e o IP recomendado para o caso de estudo.

No capítulo 6 é realizado o dimensionamento da uma turbina tipo roda de água, tendo em conta as características do local de estudo, aferindo velocidade de rotação e potência desenvolvida. Posto isto, é apresentado o estudo e escolha da potência do gerador a aplicar, avaliando a diferença de produtividade entre um gerador de potência igual a potência máxima da turbina e dois geradores de potência intermédia.

Por último, o Capítulo 7 refere as principais conclusões e contribuições desta dissertação, assim como eventuais possibilidades para trabalhos futuros.

Capítulo 2

Produção Descentraliza de Energia: Energia Hídrica e Estado da Arte

Neste capítulo efectua-se o enquadramento da Produção Descentralizada de Energia Hídrica no panorama energético nacional, apresentado a sua evolução histórica e caracterizando as Centrais Hídricas de potência inferior a 10 MW.

Analisa-se também a preponderância do Recurso Hidrográfico na Produção Hídrica e a necessidade do seu estudo e caracterização, como forma de estimar a produção e determinar o equipamento tecnológico a implementar. Apresenta-se em seguida o “Estado da Arte” das opções tecnológicas, Geradores e Turbinas, aplicáveis na produção Hídrica.

Finalmente é feito o enquadramento legal da Produção em Regime Especial, apresentando-se procedimentos administrativos e condições técnicas de ligação a rede, expondo-se também os passos necessários ao Licenciamento de CMH.

2.1. Energia Renovável Hídrica em Portugal

O total da potência instalada renovável atingiu 9229 MW em 2010, sofrendo um acréscimo de 78% comparativamente 2009 [12]. Para este crescimento contribuiu fortemente o comportamento da componente hídrica que continua a registar uma produção excepcionalmente elevada, no mês de Março de 2010 sofreu um aumento de 175% relativamente ao mês homólogo do ano anterior [12]. A incorporação de Fontes de Energia Renovável (FER) no consumo bruto de energia eléctrica foi de 45% em 2009, colocando Portugal no quinto lugar dos países da UE com maior incorporação de energias renováveis. A evolução verificada por Portugal, deveu-se ao acréscimo, de cerca de 30%, verificado na produção da componente hídrica, competente esta que contribui com 53% da potência

instalada em 2009. A Tabela 2.1 apresenta a evolução da energia Hídrica produzida em Portugal continental nos últimos 9 anos [12].

Tabela 2.1 - Evolução histórica da energia Hídrica produzida (GWh), Portugal Continental [12]

	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Hídrica Total	8096	15894	10053	5000	11323	10351	7102	8717	12025
Grande Hídrica (>30MW)	6896	14303	9065	4454	9897	9406	6190	7547	10545
PCH (>10 e ≤30 MW)	615	822	487	265	702	504	478	618	794
CMH (≤ 10 MW)	585	769	501	281	724	441	434	552	686
Hídrica Total Corrigida (IPH da Directiva)	12995	14255	14784	14881	14154	16404	15406	13749	1395

2.2. Centrais Hídricas de Pequena Dimensão: Caracterização

A designação Central Mini-Hídrica (CMH) é utilizada em Portugal para designar os aproveitamentos hidroeléctricos de potência inferior a 10 MW, sendo este limite geralmente usado para diferenciar entre as pequenas e as grandes centrais hidroeléctricas [13]. A designação de Micro Centrais Hídrica (MCH), em Portugal, descreve instalações com potências até 100 kW, segundo o Decreto-Lei 312/2001 de 10 de Dezembro, ou até 150kW de acordo com o Decreto-Lei 68/2002 [14,15]. Contudo, a União Internacional dos Produtores e Distribuidores de Energia Eléctrica (UNIPED) recomenda a classificação quanto a potência instalada e a queda bruta, Tabela 2.2 e Tabela 2.3 respectivamente [16].

Tabela 2.2 - Classificação UNIPED em função da potência [16, 17]

Designação	Pi (MW)
Pequena Central Hídrica (PCH)	<10
Central Mini Hídrica (CMH)	<2
Micro Central Hídrica (MCH)	<0,5

Tabela 2.3 - Classificação UNIPED em função da Queda útil [16, 17]

Designação	h_u (m)
Baixa Queda	10-20
Média Queda	20-150
Alta Queda	>150

As CMH, pela sua dimensão, apresentam um impacto ambiental diminuto, quando comparadas com as grandes centrais Hidroelétricas, o que leva a que a sua implementação não enfrente tantos entraves quanto os encontrados durante a implementação explorações de maiores dimensões [16]. No final da década de 1980 a publicação de [13], relativa à criação do regime especial para a produção de energia eléctrica por pessoas singulares ou colectivas, veio impulsionar a da produção de electricidade a partir das CMH. Este facto, traduziu-se em projectos de recuperação e de remodelação das CMH já existentes, década de 80, bem como na criação de novas centrais, em diversos locais, cujo potencial hídrico oferecia boas condições de rentabilidade e sustentabilidade [18]. Os conhecimentos adquiridos aliados ao potencial hidroológico português potenciaram o crescimento e proliferação de CMH nas décadas de 80 e 90, tendo-se verificado uma Taxa de Crescimento Média Anual entre 2002 e 2009 (TCMA) na ordem dos 3,5%, sendo que a potência instalada em CMH teve um crescimento de 28 % entre os anos de 2002 e 2010 [12,19]

Tabela 2.4 - Evolução histórica da potência total instalada em Hídricas (MW), Portugal Continental [12]

	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	TCMA
Hídrica Total	4288	4292	4561	4752	4784	4787	4792	4821	4821	1,70%
Grande Hídrica (>30MW)	3783	3783	4043	4234	4234	4234	4234	4234	4234	1,60%
PCH (>10 e <=30 MW)	251	251	251	232	263	263	263	263	263	0,70%
CMH (<= 10 MW)	254	258	267	286	287	290	295	324	324	3,50%

A MCH, apesar de contemplada em [9, 11], não apresenta ainda valores de potência produzida discriminados, vindo o seu valor agregado a microprodução total e contabilizado na potência instalada [12].

2.3. Análise do Recurso Hidrográfico no Local de Implementação da Central Hídrica.

Em regra, as CMH são de fio de água, não possuindo grande capacidade de controlo de caudal, pelo que o caudal utilizável é o instantâneo, condições também verificadas no presente caso de estudo. A impossibilidade de controlo do caudal implica a sua análise e caracterização no local da implementação da central de produção, com o objectivo de suportar o estudo de viabilidade e estimar a produção. Este objectivo pode ser alcançado com recurso ao vasto registo disponibilizado pelo Instituto da Água (IA) e pelo Sistema Nacional de Informação de Recursos Hídricos (SNIRH), permitindo estimar a potência a instalar e perfil de produção. O SNIRH é composto por uma vasta rede de monitorização espalhada por todo o país, que possibilita o registo dos caudais médios diários e mensais, bem

como caudais em ano seco e húmido, permitindo o estudo de cenários para dimensionamento da estrutura e equipamentos a promover.

A análise do recurso hídrico é efectuada tendo em conta os seguintes parâmetros [16]:

- Caudais médios diários
- Caudais médios mensais
- Caudais em ano seco, húmido e normal
- Caudais de cheias
- Caudais ecológicos
- Curva de Caudais classificados

A curva de caudais classificados, reflecte a frequência de valor de caudal ao longo do ano, preferencialmente para ano médio, permitindo caracterizar curso hidrográfico e aferir caudal médio anual durante os vários anos, caudal modular (Q_{mod}). A curva de caudais classificados é utilizada para determinar o caudal instalando (Q_i), sendo que se subentende por caudal instalado o caudal que se verifica entre 20% a 30% do ano [17]. Este valor é encontrado por optimização do modelo de avaliação económica, não correspondendo este dimensionamento ao óptimo de energia produzida. A obtenção do Q_i permite a obtenção do caudal máximo (Q_{max}) e do caudal mínimo (Q_{min}) turbinavel, dependendo da turbina a aplicar, ver Figura 2.1 [17].

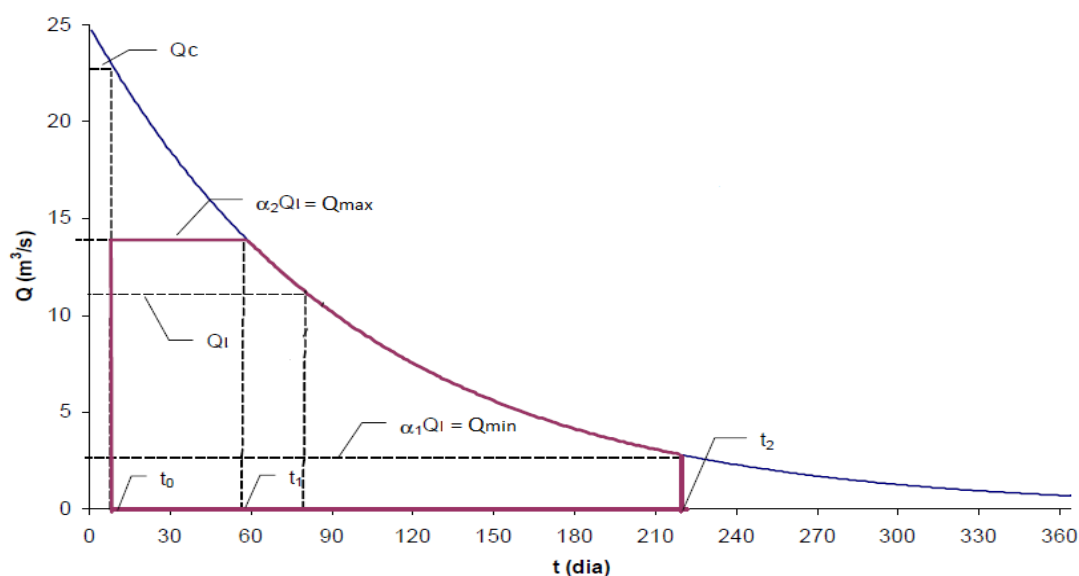


Figura 2.1 - Curva de caudais classificados com da área de exploração exemplificativa

Adaptado de [17]

Onde:

- Q_c representa o caudal de cheias [m^3/s]
- Q_i representa o caudal instalado [m^3/s]
- Q_{max} caudal máximo turbinável [m^3/s]
- Q_{min} caudal mínimo turbinável [m^3/s]
- α_1 é o coeficiente delimitador de Q_{max} característico de cada tipo turbina
- α_2 é o coeficiente delimitador de Q_{min} característico de cada tipo turbina
- t_0 numero de dias em que se verifica Q_c
- t_1 numero de dias em que se verifica Q_{max}
- t_2 numero de dias em que se verifica Q_{min}

De forma a efectuar um melhor aproveitamento de caudais mínimos e conseguir melhores curvas de eficiência, é usual utilizar múltiplos grupos geradores de menor potência que a potência originada por Q_i [17]

A implementação da CMH implica por vezes o desvio ou obstrução do curso de água, seja através de condutas ou da construção de uma barragem, sendo necessário garantir o caudal ecológico (Q_e) [17]. O caudal ecológico pode ser definido como uma série temporal de caudais que deverão ser mantidos e que consideram as diferentes necessidades dos ecossistemas aquáticos e ribeirinhos ao longo do ano hidrológico [21]. Sendo flexível, em função das condições hidrológicas naturais como anos secos, o caudal ecológico é usualmente expresso em $\%Q_{mod}$ e deve ser deduzido ao caudal verificado antes da elaboração da curva de caudais classificados.

O caudal ecológico deverá permitir [21]:

- a conservação e manutenção dos ecossistemas aquáticos naturais
- a reprodução de espécies de interesse desportivo ou comercial
- a conservação e manutenção dos ecossistemas ribeirinhos
- a manutenção do aspectos estéticos da paisagem
- a manutenção de aspectos de interesse científico e natural

2.4. Opções Tecnológicas

De entre os diversos equipamentos envolvidos numa Central Hídrica, a turbina e o gerador são os que apresentam maior impacto [16]. A turbina realiza a conversão da energia cinética associada ao movimento da água em energia mecânica. Como forma de aumentar a velocidade da água e usufruir da energia potencial gravítica são criados desníveis entre a tomada de água e a turbina. O gerador é o elemento que se encontra acoplado à turbina, realizando a conversão de energia mecânica em energia eléctrica, sendo que, o acoplamento pode ser efectuado com recurso a uma caixa de velocidades ou veio de transmissão [16].

2.4.1. Estado da Arte das Turbinas Hídricas

O principal equipamento mecânico existente numa CMH é a turbina, podendo esta ser subdividida em duas grandes categorias, turbinas de reacção e turbinas de acção, ver Tabela 2.5 [16,17]. A selecção da turbina a implementar resulta essencialmente da interacção de três parâmetros, altura de queda, caudal e potência. A Figura 2.2. apresenta a área de acção dos principais tipos de turbinas existentes em CMH.

Tabela 2.5 - Turbinas de acção e reacção aplicáveis em CMH [16, 17]

Turbinas de Acção	Turbinas de Reacção
Pelton	Francis
Turgo	Kaplan
Banki-Mitchell	

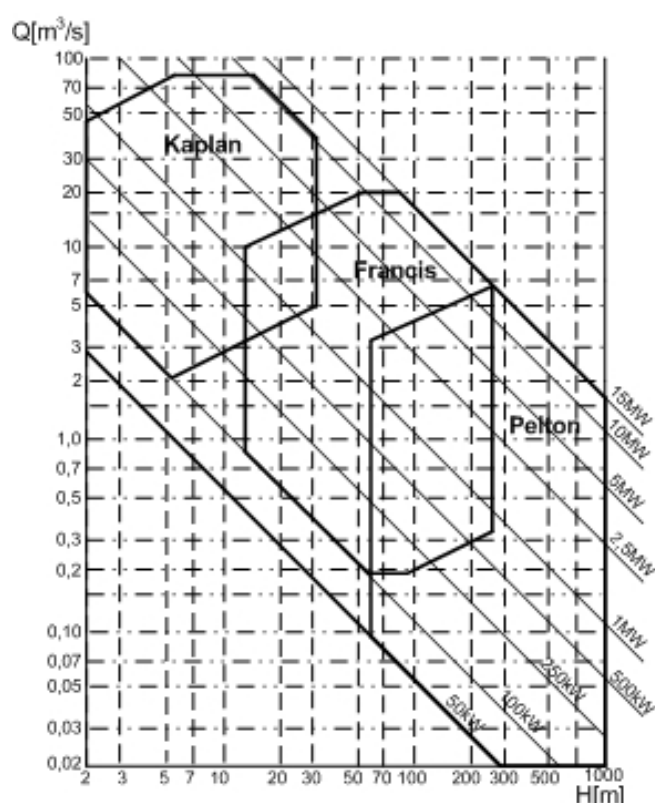


Figura 2.2 - Selecção da turbina em função da altura de queda, caudal e potência

Adaptado de [16,17]

As turbinas de acção ou impulso são mais adequadas em aplicações caracterizadas por quedas elevadas e caudais baixos, possuindo umas eficiências entre os 70% e 90%. A aplicação mais comum deste tipo de turbinas é através das turbinas Pelton [22]. Estas turbinas

caracterizam-se por possuir um fluxo de água tangencial praticamente constante que através de um ou mais injectores atingem a turbina, permitindo a conversão da energia cinética contida no jacto de água em energia mecânica [23]. As turbinas de acção apresentam bons rendimentos onde há grande variação de carga, podendo ser operadas entre 10 e 100% de sua potência máxima [17].

As turbinas acção Banki-Mitchell apresentam um rendimento inferior aos das turbinas de acção de projecto convencional, contudo mantém a eficiência alta para uma extensa gama de caudais. De tecnologia e manutenção bastante simples, esta turbina apresenta um campo de aplicação para quedas de 3m a 100m, vazões de 0,2m³/s a 2,0 m³/s e potência de 1 a 100 kW. Devido facilidade de padronização da turbina, esta pode apresentar rotações entre 40 e 200 rpm, requerendo assim a utilização de multiplicadores de velocidade [17].

A turbina Turgo é uma modificação da roda Pelton com aplicações de média queda. Nesta turbina o jacto de água é concebido para atingir o plano do rotor com um determinado ângulo, sendo as “pás” concebidas de forma a água entrar por um lado do rotor e sair pelo lado oposto [24]. Esta configuração apresenta uma eficiência de aproximadamente 87% e vantagens sobre as turbinas do tipo Francis e Pelton em determinadas aplicações. A Turgo não precisa de uma caixa hermética, como a Francis, tem maior velocidade específica e pode lidar com um maior fluxo do que as Pelton, podendo operar na faixa sobreposta e comum as duas turbinas, Figura 2.2 [16]. As desvantagens da turbina Turgo prendem-se com a sua complexidade de fabrico que encarece o seu preço e maior a manutenção necessária devido aos esforços extra provocados pela inclinação do jacto de água.

As turbinas de reacção, apelidadas de reacção devido à diferença de pressão entre os dois lados do rotor, subdividem-se em dois grandes grupos, turbinas radiais e turbinas axiais, Francis e Kaplan respectivamente. As turbinas de reacção apresentam os rotores totalmente imersos em água e, geralmente, são colocados dentro de uma caixa protectora em pressão. As pás do rotor têm um perfil adequado a que as diferenças de pressão, impelindo o movimento do rotor. Estas turbinas são normalmente aplicadas para médias e baixas quedas e apresentam eficiências ligeiramente inferiores às turbinas de impulso [16, 17]. As turbinas do tipo Kaplan são normalmente utilizadas para funcionamentos de baixa queda e elevado caudal, sendo possível, em alguns casos, a dupla regulação devido a mobilidade das pás e do distribuidor [25].

As turbinas do tipo Francis são turbinas adequadas para operação em condições intermédias de queda e de caudal, apresentando um rendimento situado entre 80% a 90%, sendo este rendimento tanto mais elevado quanto maior for a potência da turbina [16, 17]. A turbina pode ser instalada em caixa espiral para média quedas, queda maior que 10 m, ou em caixa aberta para quedas baixas, queda menor que 10 m. Um dos únicos inconvenientes das turbinas Francis é a variação da curva de rendimento com a variação de potência [22].

A Tabela 2.6 apresenta os valores de α_1 e α_2 para cada uma das turbinas anteriores, podendo-se assim determinar Q_{\max} e Q_{\min} a utilizar no estudo da curva de caudais classificados, referenciado na secção anterior.

Tabela 2.6 - Coeficientes α delimitadores de Q_{\min} e Q_{\max} para os diferentes tipos de turbina [16,17]

Turbina	$\alpha_1 = \frac{Q_{\min}}{Q_i}$	$\alpha_2 = \frac{Q_{\max}}{Q_i}$
Pelton	0,1 a 0,2	1,15
Francis	0,3 a 0,4	1,15
Kaplan com dupla regulação	0,25	1,25
Kaplan com rotor regulado	0,4	1
Kaplan com distribuidor regulado	0,75	1

A Roda de Água é o primeiro género de Turbina Hídrica, remontando a sua utilização era clássica [26]. A classificação das Rodas de Água de eixo horizontal realiza-se tendo em conta a forma como se efectua a admissão de água as suas pás, podendo admissão ser feita de forma Sub-Axial ou Sobre-Axial. A Roda de Água de admissão Sub-Axial é impulsionada pela velocidade da massa de água que passa abaixo do eixo de rotação. Já a Roda de Água de admissão Sobre-Axial converte a energia potencial proveniente da diferença de altura entre a toma e a saída da água, ver Figura 2.3.

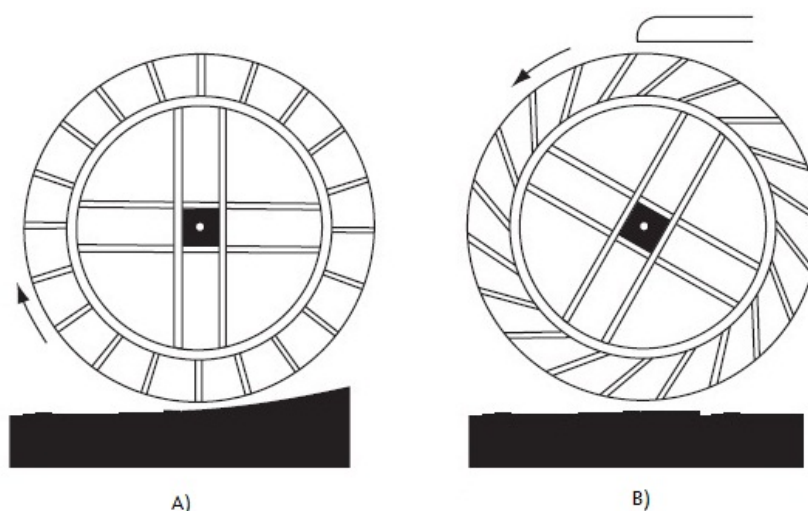


Figura 2.3 - Rodas de Água de eixo horizontal: A) Admissão Sub-Axial, B) Admissão Sobre-Axial

Adaptado de [58]

Apesar de ser a forma mais antiga de Turbina Hídrica, a baixa eficiência das Rodas de Água faz com que a sua implementação na produção de energia eléctrica seja diminuta, existindo apenas alguns registos de implementações a nível de CMH [26].

2.4.2. Estado da Arte dos Geradores em Centrais Hídricas

A especificação do gerador a implementar numa CMH ou MCH é dependente das características da turbina seleccionada, designadamente, do valor da velocidade nominal e de embalamento, constante de inércia, rendimento e tipo de regulação. Existem dois tipos de geradores AC aplicáveis em CMH [16,17, 22]:

- Geradores Síncronos (alternadores)
- Geradores Indução (geradores assíncronos)

A principal vantagem de um gerador síncrono, em aplicações em CMH, é a possibilidade de operar tanto com factor de potência indutivo como capacitivo [28]. O gerador síncrono tem a capacidade de estabelecer a tensão e manutenção da frequência durante o funcionamento isolado da rede, assim, caso a interligação ao sistema de energia seja cortada o gerador pode continuar a alimentar cargas locais [28, 29].

O gerador assíncrono ou de indução, é também ele, baseado na lei da indução magnética. A velocidade de rotação em vazio é próxima da de sincronismo, velocidade do campo magnético girante no entreferro, sendo designação de assíncrono dada a diferença existente entre a velocidade de rotação do rotor e a velocidade de rotação do campo girante criado pelo estator [30, 31].

Similarmente ao gerador síncrono, o gerador de indução é constituído por uma parte estatórica fixa, e por uma parte rotorica móvel [31]. O estator do gerador de indução é composto por empacotamento de chapas ferromagnéticas ranhuradas com bobines encastrada nessas mesmas ranhuras [31, 32]. O rotor pode ser de dois tipos:

- Rotor bobinado: - possui um enrolamento semelhante ao do estator, com os terminais ligados a anéis metálicos isolados. Estes enrolamentos encontram-se acessíveis do exterior [34].
- Rotor em gaiola (gaiola de esquilo): - o circuito eléctrico rotorico constituído por barras condutoras encastradas em cavas e curto-circuitadas nas extremidades por meio de anéis condutores [34, 36]. Circuito eléctrico rotórico não acessível.

O gerador assíncrono constitui, em geral, uma solução técnica e economicamente mais viável para CMH, quando comparado com o gerador síncrono [17, 36]. Estes tipo de geradores associa uma elevada robustez e fiabilidade a um controlo e configurações auxiliares simples, sendo que problemas relativos a corrente de magnetização e factor de potência podem ser satisfatoriamente resolvidos [28]. A aplicação deste tipo de geradores em CMH tem vindo a

aumentar muito devido ao desenvolvimento, em 1985, de um controlador de tensão e frequência de baixo custo - Induction Generator Controller (IGC) [36].

Actualmente, em Portugal, verifica-se que grande parte das CMH está equipada com geradores síncronos [16]. Esta situação prende-se com o facto de grande parte delas terem sido implementadas na década de oitenta, quando a experiência com operação de máquinas assíncronas era diminuta. Outro dos motivos que justificou esta opção técnica é a utilização de turbinas para baixas quedas, turbinas estas que apresentam uma baixa velocidade, implicando a existência de uma caixa de velocidades e/ou o aumento do número de pólos do gerador de indução.

2.5. Produção em Regime Especial (PRE): Enquadramento Legal

Considera-se Produção em Regime Especial (PRE) a actividade licenciada ao abrigo de regimes jurídicos especiais, no âmbito da adopção de políticas destinadas a incentivar a produção de electricidade, nomeadamente através da utilização de recursos endógenos renováveis ou de tecnologias de produção combinada de calor e electricidade [37].

O impulso legislativo à produção independente verifica-se, essencialmente, com a publicação em Diário da Republica de dois decretos [37]:

- Decreto-Lei n.º 20/81, de 28 de Janeiro [38] - torna possível a venda à rede de excedentes de produção própria
- Decreto-Lei n.º 189/88, de 27 de Maio [13] - promove a instalação de centrais de cogeração e mini-hídricas.

Contudo, apesar de estas serem as duas publicações legislativas mais importantes para o impulso da produção independente, a PRE é regulada por legislação própria desde 1988, tendo sofrido reestruturações legislativas desde então [39]. Seguidamente são apresentadas, por ordem cronológica, as publicações e reestruturações legislativas a PRE que incidem sobre a produção de energia através de CMH:

- Decreto - Lei n.º 189/88, de 24 de Maio, [13] - A denominada PRE passa a ser regulada por legislação própria
- Decreto - Lei n.º 182/95 a Decreto - Lei n.º 188/95 [40 a 46] - estabelecendo novas bases de organização do Sistema Eléctrico Nacional, criando a entidade reguladora independente, Entidade Reguladora do Sector Eléctrico (ERSE). Outra importante inovação implementada por este pacote legislativo foi a separação do Sistema Eléctrico Nacional num Sistema de Abastecimento Público (SEP) e um sistema Eléctrico Independente (SEI).

- Decreto - Lei n.º 313/95, de 24 de Novembro [47] - Em 1995 a produção renovável é separado em termos legislativos da cogeração, sendo o presente decreto-lei referente a produção renovável, inclui as CMH
- Decreto - Lei n.º 168/99, de 18 de Maio [48] - Passa a reger a actividade de produção que integra o SEI, mediante a utilização de recursos renováveis, que no caso de hídricas só se aplica a CMH
- Decreto-Lei n.º 312/2001, de 10 de Dezembro [49] - Altera os procedimentos administrativos para ligação de centros produtores do SEI as redes do SEP, com o objectivo de melhorar a gestão da capacidade de recepção.
- O Decreto-Lei n.º 339-C/2001, de 29 de Dezembro [50] - Actualiza o tarifário de venda de energia de origem renovável a rede pública, introduzindo uma remuneração diferenciada por tecnologia e regime de exploração.
- Decreto-Lei n.º 225/2007, de 31 de Maio [51] - Introduz alterações a remuneração da Produção em Regime Especial
- Decreto-Lei n.º 363/2007, de 2 de Novembro [52] - contempla o regime de produtor consumidor em baixa tensão, admite a possibilidade de micro geração hídrica desde que a potencia produzida não seja superior a 50 % da potência contratada para a instalação eléctrica de utilização ou ate uma potência máxima de 5,75 KW
- Decreto-Lei n.º 118-A/2010, de 25 de Outubro [13] - introduz alterações ao Decreto -Lei n.º 363/2007, de 2 de Novembro. Aumenta a potência atribuída para 25 MW por ano, e passa a ser obrigatório para a generalidade dos comercializadores que fornecem electricidade comprar a electricidade microgerada. Este Decreto-lei simplifica o registo da produção em regime de micro produção e ajusta o regime bonificado. Finalmente promove e incentiva a investigação científica na área das novas tecnologias de produção de electricidade.

2.5.1. Procedimentos Administrativos para Ligação da Produção Descentralizada Renovável

A atribuição do ponto de recepção é da responsabilidade a Direcção-Geral de Energia (DGE), devendo os promotores efectuar um pedido de informação prévia sobre a capacidade de recepção da rede. No caso de a capacidade de recepção ser insuficiente para satisfazer os pedidos, está previsto um mecanismo de selecção estando os seus critérios predefinidos. A legislação prevê que para os objectivos prioritários de política energética nacional, ou de optimização das redes públicas, a capacidade de recepção disponível possa ser posta a concurso [20].

O Decreto-Lei 312/2001 estabelece, também, o princípio da intransmissibilidade dos pontos de recepção e estipula um prazo definido para a realização das obras, findo o qual, e

em caso de incumprimento, cessam os direitos adquiridos. O diploma prevê a apresentação de cauções, como garantia da concretização da instalação dos centros produtores, estabelecendo também o pagamento de taxas para que os promotores participem nos custos de preparação da informação e manutenção do sistema de gestão do processo [20].

A Portaria nº 596/2010, de 30 de Julho, aprova o Regulamento da Rede de Transporte, o Regulamento da Rede de Distribuição e revoga os despachos n.ºs 13 615/99 (2.ª série), de 24 de Junho, e 10 315/2000 (2.ª série), de 3 de Maio [55].

2.5.2. Condições Técnicas da Ligação RNT

O Anexo I de [55] apresenta o Regulamento da Rede Nacional de Transporte (RNT), estabelecendo as condições técnicas de ligação das instalações à RNT, bem como as condições técnicas de planeamento e de exploração da RNT. São abrangidas por [55] o Operador da RNT (ORT) e o Operador da Rede Nacional de Distribuição (ORD), bem como os utilizadores da RNT a estes ligados. O mesmo anexo I de [55] define as condições técnicas de Ligação de instalações de produção à RNT, com excepção das instalações eólicas, como sendo:

- Critérios técnicos definidos nos «padrões de segurança para planeamento da RNT», bem como os requisitos e directivas técnicas relativas aos sistemas de protecção.
- Os transformadores elevadores dos grupos geradores devem ser, quanto aos seus enrolamentos principais, estrela do lado da rede e triângulo do lado da instalação de produção, sendo o neutro do enrolamento em estrela ligado rigidamente à terra.
- Os requisitos relativos à regulação de tensão, transformador mais alternador, devem ter a capacidade de regulação de tensão aos terminais do alternador à carga nominal para qualquer factor de potência.
- Cada grupo gerador síncrono deve ser capaz de funcionamento estável, em qualquer ponto da sua característica P-Q, com uma tensão do lado da alta tensão definida pelas condições técnicas particulares de ligação à RNT. Deve ainda garantir um funcionamento à potência activa máxima para factores de potência de 1 a 0,9 indutivo e de 1 a 0,95 capacitivo.
- Os grupos geradores devem ser capazes de fornecer a sua potência nominal na faixa de frequência entre 48,5 Hz e 51,5 Hz, devendo ser possível fazer o paralelo dos grupos, pelo menos manualmente, entre 48 Hz e 51,5 Hz.
- O mínimo técnico dos grupos geradores não deve ser superior a 40 % da respectiva potência nominal.
- Os grupos hidráulicos devem ser capazes de variar continuamente a sua potência numa banda correspondente a, pelo menos, 30 % da potência nominal.

- Os grupos geradores devem estar preparados para suportar perturbações sem saírem do paralelo nas seguintes condições:
 - Desvios de frequência entre 47,5 Hz e 51,5 Hz
 - Componente inversa da corrente até 5 % da corrente nominal
 - Curto-circuitos na rede, com qualquer valor de tensão aos terminais do transformador de grupo do lado da RNT, com duração de eliminação inferior ou igual a 150 ms
- Todos os produtores em regime especial ligados à RNT devem, nas horas CP, devem fornecer, no ponto de ligação, uma quantidade de energia reactiva de acordo com a Tabela 2.7:

Tabela 2.7 - Fornecimento de energia reactiva a RNT

Tensão nominal no ponto de ligação	tg φ	
	Horas CP	Horas VS
MAT	0,2	0
AT	0,2	0

Onde:

- Horas CP definem o período com as horas de cheia e de ponta
- Horas VS definem o período com as horas de vazio e de super vazio
- MAT tensões nominais: 130 kV, 150 kV, 220 kV e 400 kV
- AT tensão nominal 60 kV.

Relativamente aos valores fixados, na Tabela anterior, para as quantidades de energia reactiva, admite-se uma tolerância de $\pm 5\%$ da energia activa no mesmo período.

- Os desvios de produção de energia reactiva que ultrapassem uma banda de $\pm 5\%$ da energia activa no mesmo período, serão pagos ao ORT pelos produtores aos preços fixados no tarifário de energia reactiva para o nível de tensão no ponto de ligação.
- Nos casos em que a licença de exploração emitida pela Direcção-Geral de Energia e Geologia (DGEG) limita a potência a injectar na rede pública, o produtor deverá instalar um dispositivo limitador que garanta o cumprimento desse requisito. A temporização do dispositivo será de três minutos

2.5.3. Condições Técnicas da Ligação RND

O Anexo II de [55] estabelece as condições técnicas de exploração da Rede Nacional de Distribuição de Electricidade em Alta e Média Tensão (RND) e das Redes de Distribuição de Electricidade em Baixa Tensão (RDBT), afectas à Rede Eléctrica de Serviço Público (RESP). O mesmo anexo II de [55] define as condições técnicas de Ligação à rede de distribuição como sendo:

- O produtor deve equipar a sua instalação com protecções, ao nível da interligação, que assegurem a separação rápida e automática da RND, de acordo com o especificado no «Guia técnico das instalações eléctricas de produção independente de energia eléctrica».
- A queda de tensão transitória na RND devida à ligação de geradores assíncronos não deve ser superior a 5%. A ligação de um gerador assíncrono à RND deve ser feita:
 - a) Depois de atingidos 90% da velocidade síncrona, no caso de a potência do gerador não exceder 500 kVA;
 - b) Depois de atingidos 95% da velocidade síncrona, no caso de a potência do gerador exceder 500 kVA. De forma a evitar a auto-excitação dos geradores assíncronos, devem ser instalados dispositivos que, em caso de falha de tensão na rede, desliguem automaticamente os condensadores.
- A ligação de geradores síncronos só pode ser feita quando a tensão, a frequência e a fase do gerador a ligar estiverem compreendidas entre os limites apresentado pela Tabela 2.8.

Tabela 2.8 - Limites técnicos para ligação de gerador síncrono a RND

Grandezas	Potência do Gerador	
	Até 500 kVA	Maior que 500 kVA
Tensão de serviço (tensão de rede pu)	de 0,9 a 1,1	de 0,92 a 1,08
Desvio de frequência da rede	+/- 0,3 Hz	+/- 0,2 Hz
Fase (em relação a tensão da rede)	+/- 20o	+/- 10o

Os geradores síncronos de potência não superior a 500 kVA podem ser ligados como assíncronos, desde que respeitadas as limitações impostas anteriormente. Consideram-se equiparáveis a geradores síncronos os geradores equipados com sistemas do tipo alternador/rectificador/inversor, com velocidade variável e controlo de tensão e de factor de potência.

- O regime de neutro da instalação de produção deve ser compatível com o regime de neutro existente na RND. Nas instalações de produção ligadas à RND, a ligação é obrigatoriamente feita por meio de transformador em que um dos enrolamentos

esteja ligado em triângulo, devendo o neutro do lado da rede, se existir, ficar isolado. O aparelho de corte da interligação deve interromper todos os condutores activos, incluindo o neutro, se existir.

- Os produtores em regime ordinário devem, nas horas CP, fornecer energia reactiva correspondente, no mínimo, a 40 % da energia activa fornecida. Os produtores não devem, nas horas VS, fornecer energia reactiva à rede. A energia reactiva em défice nas horas CP e a fornecida nas horas VS, é paga pelo produtor ao ORD aos preços fixados no tarifário para o nível de tensão da interligação, respectivamente, da energia reactiva indutiva e da energia reactiva capacitiva.
- No caso de geradores assíncronos, o fornecimento de energia reactiva, nas horas CP, deve ser assegurado pela instalação de equipamentos de compensação apropriados. Todos os produtores em regime especial devem, nas horas CP, fazer acompanhar o fornecimento de energia activa de uma quantidade de energia reactiva, ver Tabela 2.9.

Tabela 2.9 - Fornecimento de energia reactiva a RND

Tensão nominal no ponto de ligação	tg ϕ	
	Horas CP	Horas VS
AT	0	0
MT (Potencia de ligação > MW)	0	0
MT (Potencia de ligação \leq MW)	0,3	0
BT	0	0

- Os desvios de produção de energia reactiva que ultrapassem uma banda de $\pm 5\%$ da energia activa no mesmo período, serão pagos ao ORD pelos produtores aos preços fixados no tarifário de energia reactiva para o nível de tensão no ponto de ligação.
- Condições particulares de ligação de instalações de produção às RDBT são as constantes da legislação e da regulamentação em vigor, bem como, sempre que aplicável, as da norma EN 50 438. Nos casos em que a licença de exploração emitida pela DGEG limita a potência a injectar na RND ou nas RDBT, o produtor deverá instalar um dispositivo limitador que garanta o cumprimento desse requisito.

2.6. Licenciamento de CMH

O actual processo de implementação de centrais mini-hídricas requer a obtenção de título de utilização dos recursos hídricos, nos termos da Lei n.º 58/2005, de 29 de Dezembro, Lei da Água, e do Decreto-Lei n.º 226-A/2007, de 31 de Maio, devendo o procedimento de licenciamento seguir os seguintes trâmites: [54]

1. PIP - Pedido de informação prévia, Artigo 11º do Decreto-Lei n.º 226-A/2007 [54]:

Qualquer interessado pode apresentar junto da autoridade competente um pedido de informação prévia sobre a possibilidade de utilização dos recursos hídricos para o fim pretendido. A entidade competente decide o pedido de informação prévia no prazo de 45 dias contado a partir da data da sua recepção. Os elementos necessários ao PIP são:

- Identificação do requerente;
- Identificação da linha de água;
- Identificação do local, com recurso as coordenadas geográficas;
- Características do aproveitamento;
- Planta de localização, esc. 1:25000 com indicação dos locais de implantação

2. Requerimento - Ponto 4º, (a), artigo nº21, DL 226-A/2007 [54]:

Licenças sujeitas a concurso, os interessados devem apresentar um pedido de atribuição de licença, do qual constem a localização, o objecto e as características da utilização pretendida;

3. Análise Sumária

Análise da existência de algum impedimento em termos de IGT e interferência com aproveitamento existentes;

4. Concurso, Decreto-Lei nº 226-A/2007 de 31 de Maio [54]

Quando a atribuição da licença resultar de iniciativa pública, a autoridade competente procede a publicitação dos termos da utilização a licenciar através de anúncio em Diário da Republica e afixação de editais. Do referido anuncio, constam os seguintes pressupostos considerados relevantes pela autoridade competente:

- Objecto e características da utilização
- Valor de base, quando aplicável
- Valor da renda, quando aplicável
- Critérios e factores de adjudicação, por ordem decrescente de importância
- Composição do júri de apreciação das propostas
- Modo e prazo de apresentação das propostas
- Documentos e elementos que devem constar nas propostas

Tendo em conta que a obtenção de autorizações administrativas requer procedimentos a tramitar junto de diferentes entidades competentes, torna-se essencial assegurar a sua simplificação e articulação, para que através de um procedimento simultâneo se obtenham as autorizações necessárias ao completo aproveitamento e exploração de CMH [53].

A Resolução do Conselho de Ministros n.º 29/2010, de 15 de Abril, tem como principal objectivo simplificar e aprovar a estratégia para a energia com o horizonte de 2020, definindo a aposta nas energias renováveis e na utilização da política energética para promoção do crescimento e independência do sector energético nacional [6]. É designado um reforço para utilização da energia hidroeléctrica, nomeadamente a proveniente de pequenos aproveitamentos hidroeléctricos, CMH, como contributo para a redução da dependência externa e para o desenvolvimento económico equilibrado de base regional. Assim, poder-se-á atingir o aproveitamento pleno do potencial para a instalação de 250 MW em CMH até 2020, em respeito pelos princípios de sustentabilidade ambiental. [53]

Por último, Resolução do Conselho de Ministros n.º 29/2010, de 15 de Abril estabelece o plano de objectivos a ser aplicável em aproveitamentos hidroeléctricos de média dimensão sempre que tal se revele exequível. [53]

Capítulo 3

Caracterização Hidrológica Rio Cávado

A caracterização do recurso hídrico no local de implementação da Central Hídrica é fundamental, pois permite-nos classificar o recurso e a sua disponibilidade ao longo do ano, bem como estimar a potência possível de extrair. Neste sentido, o presente capítulo encontra-se dividido em três grandes segmentos.

A primeira secção faz referência à área geográfica e características da bacia hidrográfica do Cávado/Ribeiras Costeiras, analisando-se aspectos topográficos da bacia.

Em seguida, caracteriza-se o modelo de estudo utilizado, fazendo-se *a posteriori* uma análise da influência das condições climatéricas no escoamento verificado.

Por fim, é executada uma análise dos valores de caudal e velocidade da corrente no local de estudo, Barcelos.

3.1. Localização da área de estudo: Rio Cávado, Barcelos

O rio Cávado, situado no norte de Portugal, nasce na Serra do Larouco a uma altitude de cerca de 1520m. Passa pelo concelho de Braga e pelo concelho de Barcelos, desaguando no Oceano Atlântico junto a Esposende. O rio tem uma extensão de 135 km e a sua bacia hidrográfica tem uma área aproximada de 1600km² [56]. A bacia hidrográfica do Rio Cávado é limitada a norte pela bacia hidrográfica do Rio Lima, e, a este e a sul, pelas bacias do Rio Douro e do Rio Ave. O escoamento anual na foz do rio é, em média, de 1.731.144 dam³ [57]. Estima-se que a bacia hidrográfica do rio Cávado apresente uma capacidade total de armazenamento de recursos hídricos na ordem dos 1180 hm³, em regime regularizado, valor que corresponde a quase 30% do total existente em Portugal [56].

Os principais afluentes são o Rio Homem, Rio Rabagão e Rio Saltadouro, existindo também outras ribeiras que contribuem para o caudal do rio. O sistema Cávado - Rabagão - Homem é

composto por várias barragens implementadas nesses percursos fluviais para aproveitamentos hidroelétricos, Anexo A Tabela 1, que possibilitam também o controlo e gestão do caudal.



Figura 3.1 - Bacia hidrográfica do Rio Cávado/Ribeiras Costeiras

Adaptado de [58]

3.2. Metodologia Utilizada no Estudo Hidrográfico

Na execução do estudo hidrográfico foram empregues dados hidrométricos obtidos através do Sistema Nacional de Informação de Recursos Hídricos (SNIRH). O SNIRH agrega dados de uma rede de monitorização composta aproximadamente por 719 estações hidrométricas. Assim, fornece dados relativos ao caudal instantâneo, máximo anual e médio diário, ao escoamento mensal e ao nível hidrométrico instantâneo. A distribuição geográfica das estações hidrométricas na bacia hidrográfica do Cávado/Ribeiras Costeiras pode ser observada no Anexo A.

O SNIRH disponibiliza também dados referentes à rede de monitorização meteorológica, composta por aproximadamente 792 estações dispersas por Portugal continental. Estas estações avaliam valores diários de precipitação, temperatura, humidade e velocidade do vento. As características das estações hidrométrica e meteorológica no local de implementação, Barcelos, são apresentadas na Tabela 3.1 e Tabela 3.2, respectivamente.

Tabela 3.1 - Características da estação Hidrométrica

Estação	Barcelos
Código	04F/02H
Rio	Rio Cávado
Bacia Hidrográfica	Cávado/Ribeiras Costeiras
Entidade	INAG, I.P.
Freguesia	Barcelos
Concelho	Barcelos
Distrito	Braga
Coordenada X (m)	159.109
Coordenada Y (m)	506.596
Área da Bacia (km ²)	1434,31
Altitude da Estação (m)	11
Altitude Média (m)	109
Altitude Máxima (m)	489
Declive Médio da Bacia (m)	0,1017
Tipo de Equipamento	Sensor de Nível

Tabela 3.2 - Característica da estação meteorológica

Código	04F/01C
Nome	BARCELOS
Altitude (m)	36
Latitude (°N)	41526
Longitude (°W)	-8624
Coord_X (m)	159004
Coord_Y (m)	506433
Bacia	Cávado/Ribeiras Costeiras
Distrito	Braga
Concelho	Barcelos
Freguesia	Barcelinhos
Entidade Responsável (Automática)	INAG, I.P.
Entidade Responsável (Convencional)	CCDR-NORTE
Tipo Estação (Automática)	Climatológica
Tipo Estação (Convencional)	Climatológica
Telemetria	Sim
Estado	Activa
Índice Qualidade	15

Na efectivação do estudo foram adquiridos dados referentes ao caudal, precipitação, temperatura e nível médio diários, para um período de 22 anos, de 1979 a 2001, e posteriormente calculados os valores médios mensais para cada ano. Por insuficiência de dados, foram suprimidos os anos civis de 1991, 1992 e 1993.

3.3. Influência das Condições climatéricas no Escoamento

Neste ponto efectua-se a análise das variáveis climatéricas com influência directa no escoamento, principalmente procedendo-se à análise do regime da precipitação, no sentido de que este parâmetro constitui a principal fonte geradora de água disponível para o escoamento fluvial [56]. A temperatura é outra variável que influencia o comportamento da bacia hidrográfica de forma indirecta, ao influir na evaporação condicionando o escoamento [56].

A pluviosidade ou precipitação metrológica, descreve a quantidade de água, seja ela sobe a forma neve ou de chuva, que cai numa determinada área ou região, normalmente medida em milímetros (mm), onde 1mm equivale a precipitação de 1litro (l) de água por metro quadrado (m²) [56]. A sua distribuição a nível nacional não é constante, apresentado uma discrepância ao longo do todo o território nacional como apresentado na Figura 3.2.

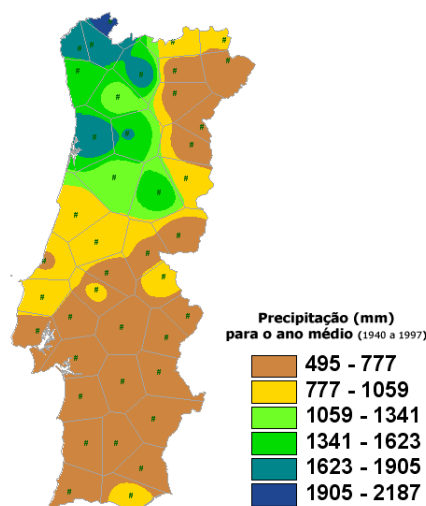


Figura 3.2 - Precipitação para ano o médio 1940 a 1997 (SNIRH)

A área abrangida pela Bacia Hidrográfica do rio Cávado encontra-se na região mais pluviosa de Portugal. A precipitação sobre a bacia do Rio é da ordem dos 3500hm³ [57], concentrando-se no semestre húmido (Outubro/Março). No local de estudo, Barcelos, o valor máximo da precipitação mensal média é aproximadamente 230 mm, mês de Dezembro, já o mês Julho é dos de menor precipitação, com valores médios de aproximadamente 23 mm [57], Figura 3.3. Para o ano mais seco, 1982, observa-se uma a precipitação anual média

próxima dos 820 mm, o que comparativamente a precipitação correspondente a ano médio, 1555 mm, representa somente 48% [57], Figura 3.4.

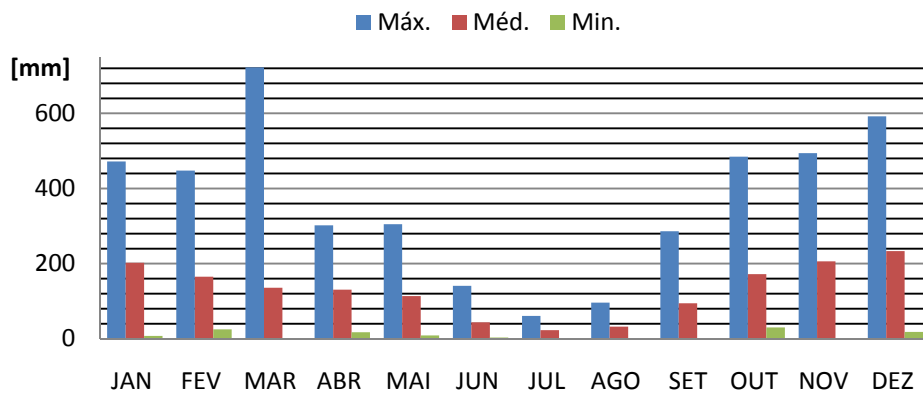


Figura 3.3 - Precipitação mensal para o período de estudo

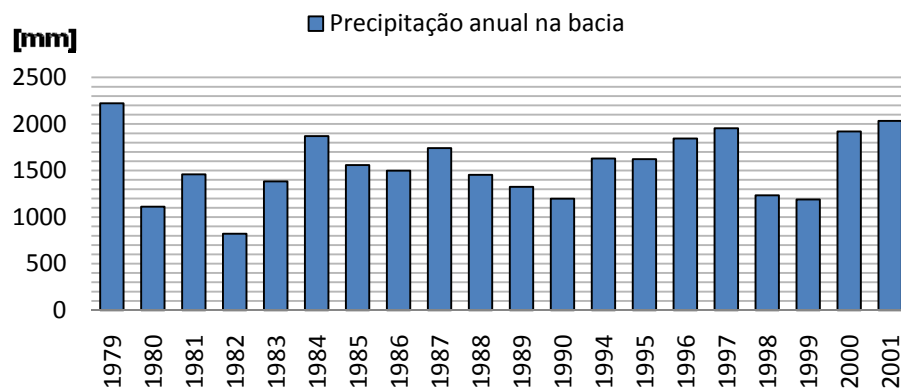


Figura 3.4 - Precipitação anual na bacia para o período de estudo

A Figura 3.4 mostra que a precipitação ocorrida nesta área é em geral muito irregular ao longo dos anos, no período de estudo, varia entre 820 mm em 1982 e 2222 mm em 1979, não existindo coincidência de anos mais ou menos chuvosos consecutivos.

O conhecimento dos valores da evaporação revela-se importante, não só para a caracterização climática da área mas, no caso de estudos hidrológicos, pelo facto de se tornar possível a caracterização do balanço hidrológico numa bacia hidrográfica. Os valores da água evapotranspirada relacionados aos da precipitação, permite a avaliação dos volumes disponíveis para o escoamento [56].

A análise dos dados referentes à evaporação tem de ter em conta o facto de não se dispor de valores referentes à evapotranspiração medida para o período de estudo, o que condiciona a extensão das conclusões tiradas. Não obstante, foram realizados dois gráficos para os anos de maior e menor temperatura média, Figura 3.5 e Figura 3.6 respectivamente. Tabela com os valores médios anuais da temperatura fornecidos pelo SNIRH encontra-se em anexo, Anexo A.

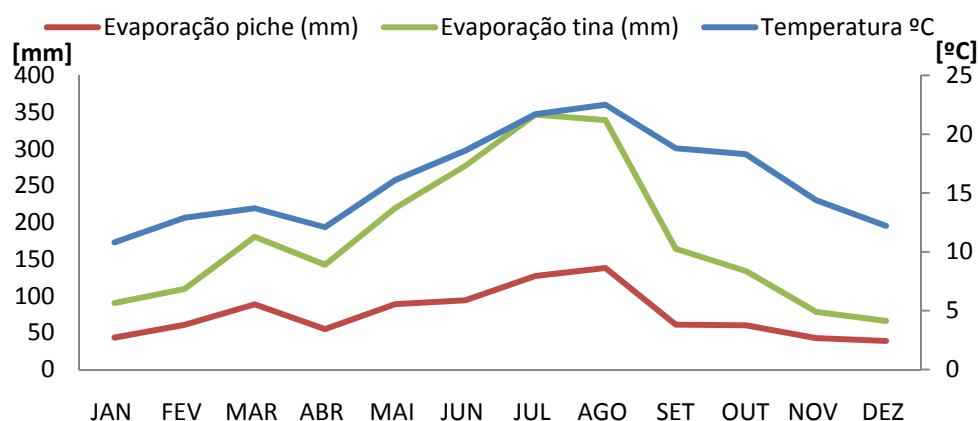


Figura 3.5 - Evaporação, piche e tina, para o ano de maior temperatura média, 1998

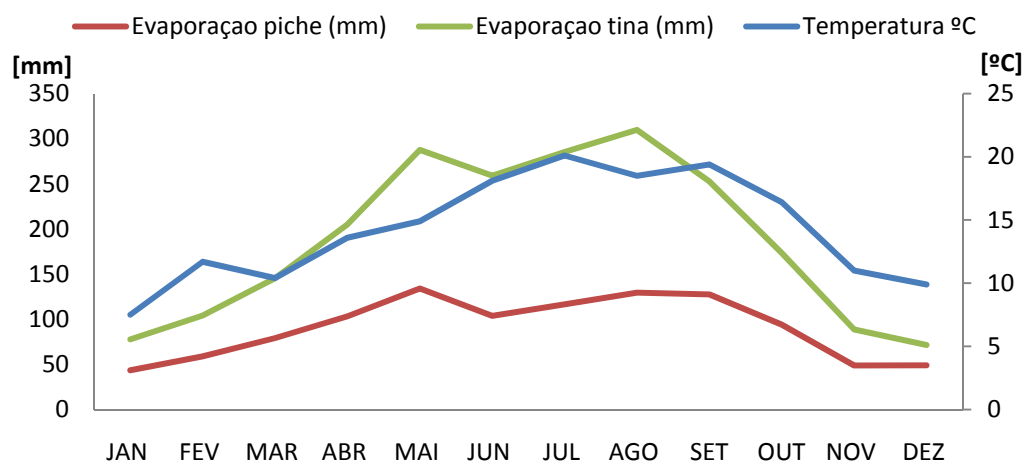


Figura 3.6 - Evaporação, piche e tina, para o ano de menor temperatura média, 1985

Por observação da Figura 3.5 e Figura 3.6, conclui-se, que as médias mensais de evaporação são sempre mais elevadas no semestre de Abril a Setembro, estando directamente relacionadas com a temperatura, evidenciando a influência decisiva da radiação solar nos valores da evaporação nesta altura do ano.

3.4. Caracterização do Caudal do Rio Cávado

Caudal é a quantidade média de água que passa por segundo através de determinado perfil transversal do rio, m^3/s [56]. A análise do caudal é feita com base em [57], sendo o período de tempo compreendido entre os anos de 1979 e 2001. Os registos dos caudais diários foram tratados de forma a obter os caudais médios mensais para o período de estudo e posteriormente caudal para ano médio, Tabela 3.3. Foi também efectuado calculo do caudal modular, caudal médio anual medido durante vários anos [17]. $Q_{mod} = 67,69 m^3/s$.

Tabela 3.3 - Caudal médio mensal (convencional) para o período de estudo; valores máximos, mínimos e ano médio [m³/s]

BARCELOS (04F/02H) - Rede Hidrométrica												
Caudal médio mensal (convencional) [m ³ /s]												
Ano	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ
1979	136,74	154,69	107,97	85,78	61,68	79,39	52,45	26,56	18,30	72,79	50,48	57,44
1980	86,99	94,79	78,22	64,82	56,00	42,70	25,74	24,18	15,02	33,36	51,45	47,03
1981	72,03	107,40	110,66	93,52	71,80	72,84	41,63	44,99	64,05	58,77	44,75	144,20
1982	146,31	96,42	81,58	52,57	36,91	43,45	41,31	30,01	32,01	56,15	67,32	117,67
1983	69,90	56,55	51,88	85,49	179,92	81,76	47,00	48,92	8,88	26,52	67,69	87,87
1984	127,07	110,64	80,56	94,61	54,51	47,70	33,62	23,95	17,89	48,65	106,01	154,37
1985	133,63	142,46	126,04	121,95	78,79	42,29	39,49	38,91	34,00	32,20	63,31	95,70
1986	133,86	143,49	113,96	80,02	53,56	34,82	29,95	33,86	41,39	35,10	47,85	49,84
1987	82,23	103,29	62,87	81,02	40,48	29,56	30,25	25,56	20,92	87,26	95,04	111,75
1988	175,84	247,87	80,62	51,12	71,28	48,72	61,84	48,03	39,92	60,46	60,59	45,26
1989	30,13	29,99	49,16	40,47	27,38	26,08	24,68	20,84	14,73	20,11	40,32	193,20
1990	108,43	142,85	73,18	31,94	36,23	27,46	28,15	18,69	17,71	27,47	55,19	48,75
1994	130,80	140,32	75,84	66,87	60,30	101,03	40,13	32,85	42,10	42,48	113,98	94,34
1995	131,15	133,10	104,77	61,23	59,87	52,17	36,93	33,62	41,96	35,80	93,76	110,86
1996	174,15	139,27	102,83	74,54	58,89	56,33	25,48	24,81	24,86	45,79	72,59	121,03
1997	125,39	93,14	54,89	23,11	40,85	77,82	47,33	41,91	29,77	67,38	151,38	157,84
1998	162,06	101,61	57,76	119,80	75,65	74,17	28,66	26,92	56,30	42,55	58,10	44,41
1999	53,49	36,00	24,15	29,60	61,36	40,00	34,77	21,69	42,04	90,49	106,61	96,67
2000	90,76	63,59	36,64	83,21	89,11	32,01	26,82	18,07	17,61	37,82	108,52	40,00
2001	182,81	129,78	104,60	120,64	84,66	48,91	24,42	19,95	19,97	51,09	21,37	33,73
Máx.	182,81	247,87	126,04	121,95	179,92	101,03	61,84	48,92	64,05	90,49	151,38	193,20
Min.	30,13	29,99	24,15	23,11	27,38	26,08	24,42	18,07	8,88	20,11	21,37	33,73
Méd.	117,69	113,36	78,91	73,12	64,96	52,96	36,03	30,22	29,97	48,61	73,82	92,60

De forma a verificar a dependência do caudal com a pluviosidade foi elaborado a Figura3.7, onde se verifica que o caudal assume um comportamento semelhante ao da precipitação, apresentando valores mais elevados no semestre húmido (Outubro/Março), diminuindo nos restantes meses.

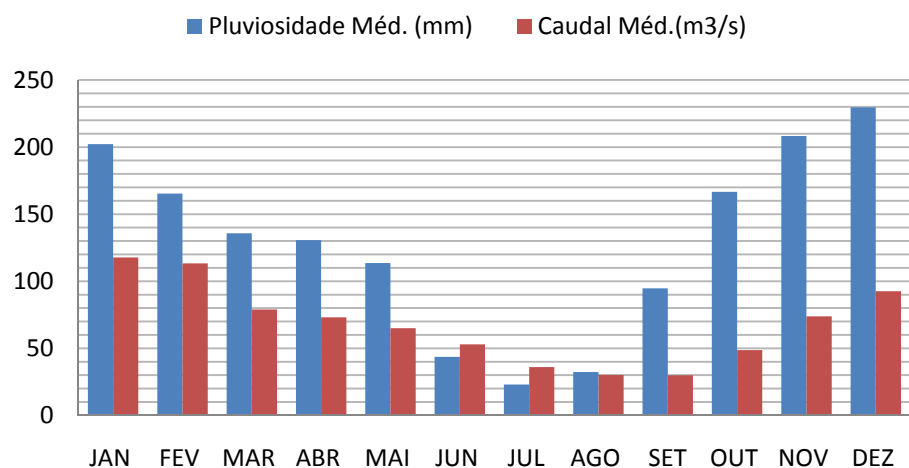


Figura 3.7 - Pluviosidade e caudal médios em ano médio

A partir dos valores dos caudais médios mensais, determinou-se a frequência de cada caudal, em intervalos de $5 \text{ m}^3/\text{s}$, entre o valor máximo de $250 \text{ m}^3/\text{s}$ e o valor mínimo de $0 \text{ m}^3/\text{s}$. Posteriormente foi traçada a curva de caudais classificados, que reflecte a frequência de cada caudal, ver Figura 3.8.

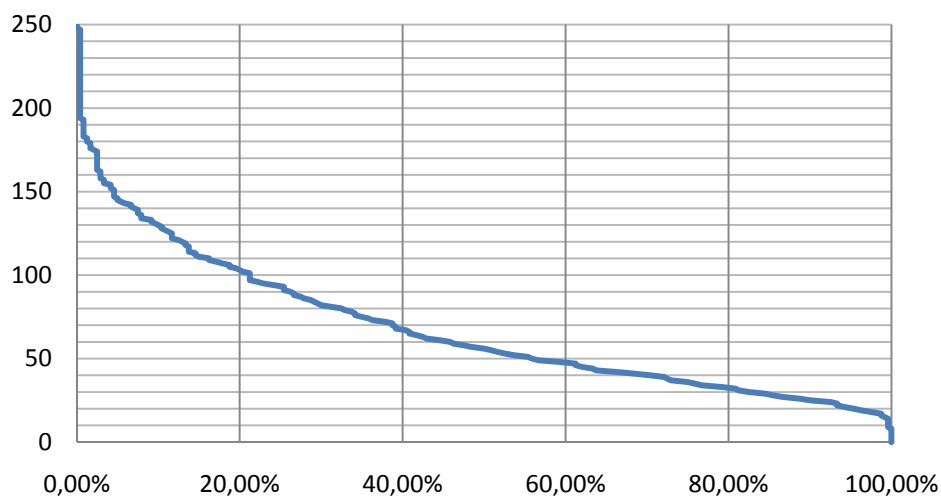


Figura 3.8 - Curva de caudais classificados [m^3/s]

Encontrada a curva de caudais classificados foi possível efectuar a sua modelização matemática, Eq.3.1, em função do tempo.

A modelização matemática foi consumada com objectivo de mais facilmente se estimar o caudal mínimo garantido para um determinado período de tempo. O modelo matemático apresentado apresenta um comportamento semelhante ao caudal verificado ao longo do ano.

Os parâmetros a_1, b_1, a_2, b_2 , foram estimados minimizando a soma do erro quadrático, Eq.3.2, entre o caudal medido e o caudal estimado, Q e Q_{est} respectivamente, recorrendo-se para tal ao Solver do Excel. Os parâmetros obtidos são apresentados na Tabela 3.4.

$$Q_{est}(t) = a_1 \times e^{-\frac{t}{b_1}} + Q = a_2 \times e^{-\frac{t}{b_2}} \quad (\text{Eq.3.1})$$

$$\sum (Q - Q_{est})^2 \quad (\text{Eq.3.2})$$

Onde:

- Q representa o caudal [m^3/s];
- Q_{est} representa o caudal a estimar [m^3/s];
- a_1, a_2, b_1, b_2 parâmetros

Tabela 3.4 - Parâmetros da modelização matemática

a1	b1	a2	b2
164,07	0,44	86,60	0,01

A comparação entre as duas curvas de caudais classificados, caudal verificado e caudal estimado, é apresentada na Figura 3.9, onde se pode observar que os valores estimados por intermédio Eq.3.1 apresentam um comportamento condizente com a curva de caudais classificados verificados. Q_{est} apresenta-se como uma aproximação válida a curva de caudais classificados verificados, permitindo facilmente aferir o caudal verificado para determinado período de tempo.

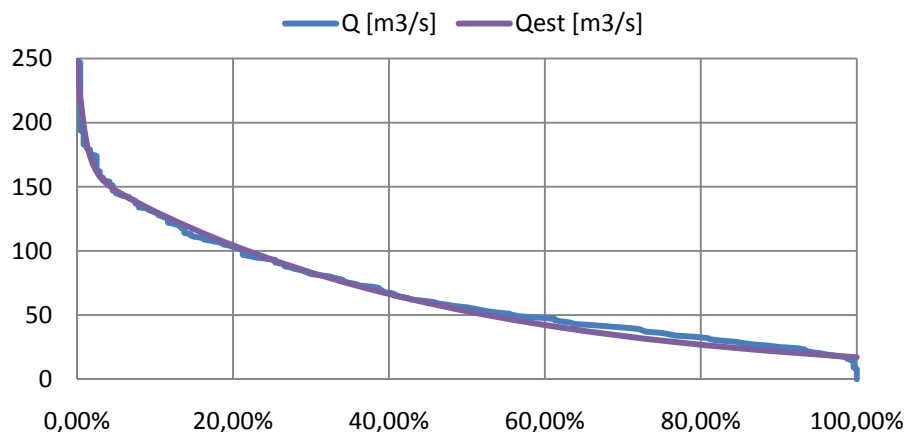


Figura 3.9 - Curva de caudais classificados [m^3/s]

3.5. Caracterização da Velocidade da Corrente do Rio

A turbina a utilizar no caso de estudo é uma turbina de superfície, tipo moinho de água, existindo assim a necessidade de estimar a velocidade média da água. Para um fluido de densidade constante que flui através de uma área transversal, o produto da área transversal pela velocidade média será constante e igual ao caudal volumétrico, Eq.3.2 [36]. Contudo, a velocidade da água a superfície é afectada pela profundidade e pelas características geologias do curso de água, sendo imprescindível multiplicar a velocidade média por um factor correcional, Eq.3.3 [36].

$$Q = A * V \quad (\text{Eq.3.2})$$

$$Q = A * V * f_c \quad (\text{Eq.3.3})$$

Onde:

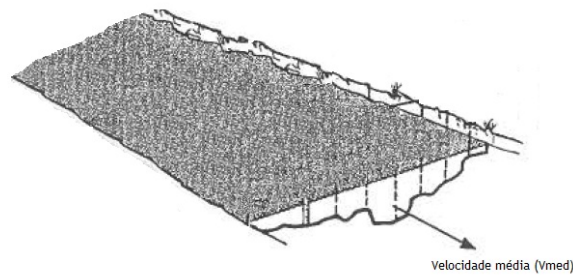
- Q representa o caudal [m^3/s];
- A é área transversal do curso de água [m^2];
- f_c é o factor correcção

A Tabela 3.5 apresenta o factor de correcção tendo em conta a morfologia do curso de água [36]. No presente caso de estudo, e tendo em consideração a morfologia do Rio Cávado em Barcelos, considerou-se o factor de correcção como sendo 0,75.

Tabela 3.5 - Factor de correcção [36]

Curso de água largo, lento	0,75
Canal de cimento de secção rectangular	0,85
Curso de água pequeno, regular, com leito calmo	0,65
Fluxo turbulento em fundo raso (0,5m)	0,45
Riachos muito rasos e rochosos	0,25

Para efectuar o cálculo da área transversal é necessário obter o nível médio mensal e a distância entre margens no local de estudo, Figura 3.10. A distância entre margens foi obtida com recurso a imagens de satélite, Anexo A, perfazendo uma distância aproximada de 73m.

Figura 3.10 - Área transversal [m²]

Adaptado de [36]

A análise do nível médio é realizada com base na Rede Hidrométrica do SNIRH, sendo o período de estudo compreendido entre os anos de 1979 e 1998. A estação fornece registos diários que foram concertados de forma a obter os valores de nível médio mensais para o período de estudo, Anexo A. A Figura 3.11 representa o nível médio mensal para ano médio, onde comportamento apresentado é em tudo semelhante ao caudal, assumindo valores mais elevados no semestre húmido e valores menores nos restantes meses.

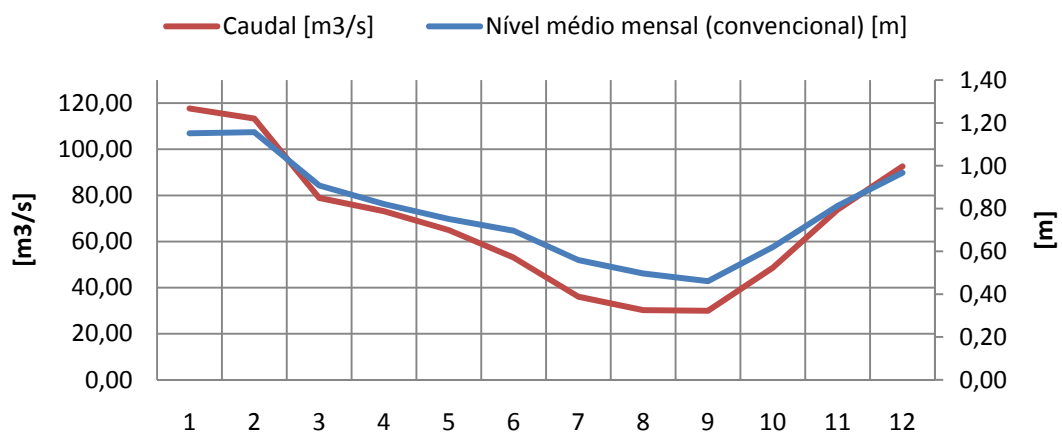


Figura 3.11 - Caudal médio e Nível médio mensal para ano médio

Obtidos os valores de nível médio para ano médio e a largura do rio no local de estudo, foi possível determinar a área transversal. Os valores de velocidade da corrente no local foram então determinados recorrendo para tal a Eq.3.3, ver Figura 3.12.

O cálculo da área transversal envolve algumas aproximações: secção do rio considerada rectangular; o aumento na altura do rio faz com este não transponha as margens iniciais, ou seja, considera-se que a margem é vertical e o aumento de caudal reflecte-se na altura exclusivamente, não alterando a largura do rio.

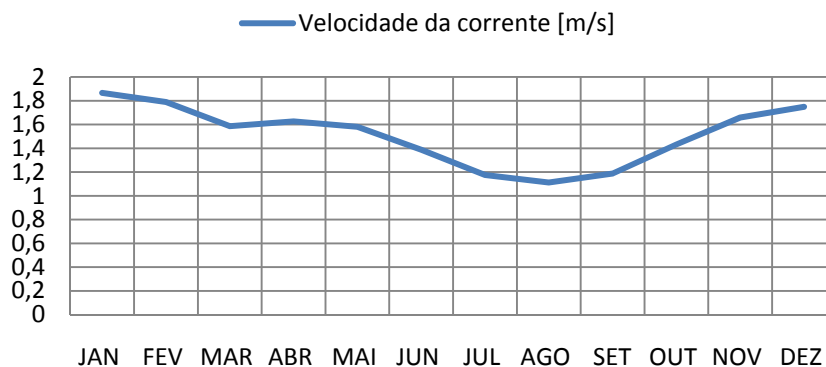


Figura 3.12 - Velocidade média da corrente da água para ano médio [m/s]

A velocidade da corrente apresenta uma variação de aproximadamente de 40%, sendo Janeiro o mês de valores mais elevados e Agosto o mês com valores mais baixos. Como espectável, este comportamento é em tudo semelhante ao comportamento exibido pelo caudal e precipitação, atestando assim a influência destes parâmetros na variação da velocidade.

3.6. Conclusão

Neste capítulo foi realizada a caracterização do recurso hídrico no local de implementação da Central Hídrica, qualificando o recurso e sua disponibilidade ao longo do ano.

Inicialmente identificou-se a área geográfica e características da bacia hidrográfica do Cávado/Ribeiras Costeiras, analisando-se aspectos topográficos da bacia. Posteriormente, verificou-se a influência das condições climáticas no escoamento verificado e na variação de caudal. Por último apresentou-se a análise dos valores de caudal e velocidade da corrente no local da implementação, Barcelos, verificando-se que tanto o caudal como a velocidade apresentam uma variação estocástica ao longo do ano, sendo a variação de aproximadamente 40%

Capítulo 4

Turbina Hídrica e Sistema Mecânico

O Capítulo 4 identifica e analisa os modelos gerais de Rodas de Água, convergindo-se essencialmente para a turbina de fluxo Sub-Axial, também apelidada de turbina hidrocínética ou do tipo moinho de água. A análise da Turbina de fluxo Sub-Axial abrange a sua modelação matemática, como forma de determinar eficiência, potência passível de extrair e velocidade de rotação.

Numa segunda parte do capítulo analisam-se métodos de optimização da estabilidade e eficiência da turbina, onde se efectua o estudo de flutuadores de forma a manter a área das pás emersa na água constante ao longo do ano. Subsequentemente, efectua-se o estudo de difusores que permitem um controlo da velocidade do fluxo de água que desemboca na turbina.

Na última parte do capítulo são enumerados sistemas de transmissão aplicáveis, extrapolando modelos, características e aplicabilidade.

4.1. Rodas de água

Desde a era clássica, como documentado em [26], existem três tipos gerais de rodas de água que executam a conversão da energia cinética e energia potencial, contida no fluxo de água, em energia mecânica, ver Figura 4.1 [58]. A roda de Norse é caracterizada por ter as pás saídas do rotor de madeira que é activado por um jacto de água, sendo o seu eixo de rotação vertical. A roda “*Undershot*”, ou de fluxo Sub-axial, é impulsionada pela velocidade da massa de água que passa abaixo do eixo de rotação, eixo este horizontal. A roda “*Overshot*” ou Sobre-Axial recebe a água no seu trecho superior, enchendo as cavidades existentes na extremidade da roda. Este tipo de roda extrai principalmente a energia potencial da água, uma vez que o seu movimento se deve em grande parte à força

descendente aplicada pelo peso da água [59]. Já a energia cinética, proveniente da velocidade da água, contribui para o aumento da sua eficiência [59].

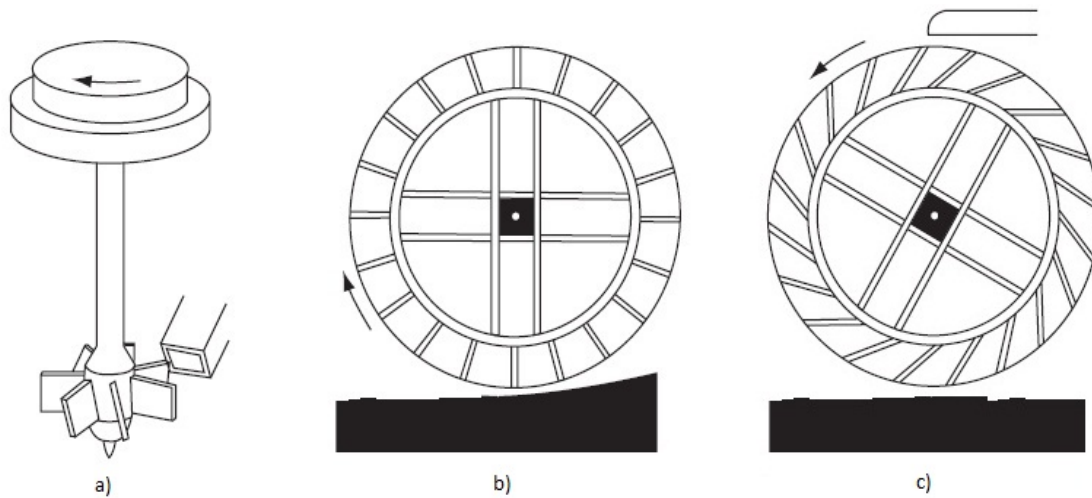


Figura 4.1 - a) Rodas Norse; b) undershot ou rodas de fluxo Sub-Axial; c) overshoot ou de fluxo sobre-axial [58]

O objecto de estudo em causa é a Rodada de fluxo Sub-Axial porque, ao contrário da roda de fluxo Sobre-Axial, não necessita de desnível entre a cota de entrada e saída de água, podendo ser aplicada directamente sobre um curso de água. A ausência de obras de construção civil, para conter ou alterar o curso de água, faz com que a roda de fluxo Sub-Axial apresente um impacto ambiental diminuto e um leque de locais de implementação abrangente.

4.2. Modelação e eficiência de uma turbina de fluxo Sub-Axial

Para avaliar a eficiência da turbina assume-se que o fluxo de água que a atravessa apresenta direcção normal a pás, isto, o vector velocidade apresenta uma direcção perpendicular a área da pá, Figura 4.2.

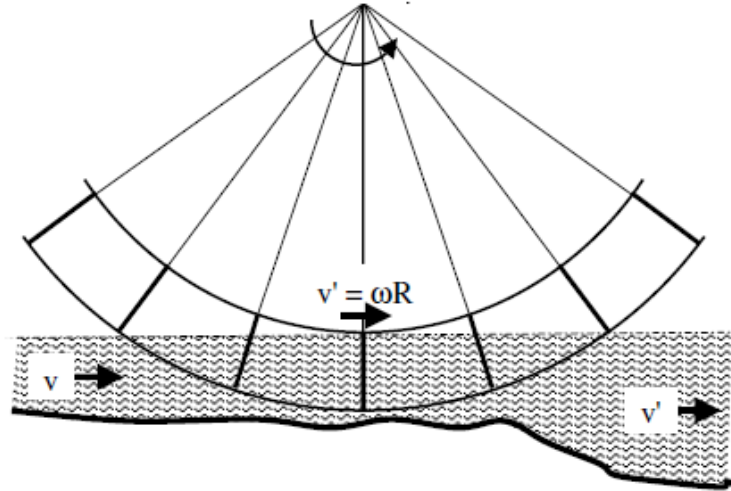


Figura 4.2 - Roda de água de fluxo Sub-Axial [59]

Onde, se a área da pá for representada por A , então a massa de água que exerce pressão contra cada pá por unidade de tempo é $\dot{m} = \rho A(v - v')$. Sendo que, v representa a velocidade da água antes de esta transferir momento para a turbina e v' , a velocidade da água logo após atravessar a turbina, equação (Eq.4.1) [59]. Assume-se também, que ambas as velocidades são constantes.

$$v' = \omega R = cv; 0 < c < 1 \quad (\text{Eq.4.1})$$

Onde:

- v' é a velocidade da turbina [m/s]
- ω é a velocidade angular [rad/s]
- R é o raio da turbina [m]

Segundo [60], os corpos mantêm-se em repouso ou, mantém o seu movimento uniforme a velocidade constante em linha recta, a não ser que sobre ele actue uma rede de forças diferente de zero que o obrigue a mudar de estado [60]. Se esse mesmo objecto desenvolve um movimento circular a velocidade constante, ele apresenta uma aceleração radial com direcção do centro da circunferência, aceleração centrípeta. Assim sendo, e tendo em consideração [60], $F = ma_c = \frac{mv^2}{R}$, [59, 60].

De forma análoga, podemos aferir a potência passível de extrair da turbina através da variação do trabalho num determinado período de tempo, $P = \frac{dW}{dt}$ [59]. O trabalho realizado por uma força que actua em um determinado de espaço pode ser representado através de $\Delta W = F\Delta s$, assim sendo, e recorrendo a equação (Eq.4.3), obtêm-se a potência extraída pela turbina, $P = Fv'$ [59].

$$F = \frac{d}{dt} (m(v - v')) = \rho A v^2 (1 - c)^2 \quad (\text{Eq.4.2})$$

$$P_T = \frac{\Delta W}{\Delta t} = F \frac{\Delta s}{\Delta t} = F v' \quad (\text{Eq.4.3})$$

Onde

- F é a força exercida pela água na área emersa da pá [N]
- m representa massa [kg]
- v representa a velocidade da corrente da água [m/s]
- v' é a velocidade da turbina [m/s]
- ρ densidade de massa da água [kg/m³]
- A é a área da pá imersa [m²]
- P_T é a potência da turbina [W]
- ΔW representa a variação do trabalho [J]
- Δs representa a variação de espaço [m]
- Δt representa a variação temporal [s]

Tendo em conta as equações as três primeiras equações deste capítulo, é possível expressar a potência em função da velocidade, da área e da eficiência da turbina, Eq.4.4 [59].

$$P = \rho A v^3 c (1 - c)^2 \quad (\text{Eq.4.4})$$

A energia de entrada para uma pá de largura dx é representada pela equação Eq.4.5. Tendo em conta que $\frac{d}{dt}x = v$ e que $\frac{d}{dt}E_{in} = P_{in}$, obtêm-se o valor da potência de entrada, equação (Eq.4.6) [59].

$$dE_{in} = \frac{1}{2} \rho A v^2 dx \quad (\text{Eq 4.5})$$

$$P_{in} = \frac{1}{2} \rho A v^3 \quad (\text{Eq 4.6})$$

Onde

- E_{in} é a energia de entrada [J]
- ρ densidade de massa da água [kg/m³]
- A é a área da pá imersa [m²]
- v representa a velocidade da corrente da água [m/s]
- P_{in} é a potência de entrada, potencia aplicada pela água as pás da turbina [W]

A eficiência da turbina é obtida através do quociente entre a potência de saída e a potência de entrada, equação Eq.4.4 e Eq.4.6 respectivamente, e representada na equação (Eq.4.7) [59].

$$\varepsilon = \frac{P}{P_{in}} = 2c(1 - c)^2 \quad (\text{Eq 4.7})$$

A Figura 4.3 mostra a variação da eficiência da turbina em função c . Esta análise simplista do funcionamento da turbina apresenta uma eficiência máxima próxima do estabelecido empiricamente e experimentalmente por John Smeaton em 1796, eficiência máxima de 25% [59].

No presente caso de estudo considerar-se-á $c \approx \frac{1}{3}$, ou seja, as pás da turbina movem-se um terço do valor inicial da velocidade da água, correspondendo a uma eficiência aproximada de 30%.

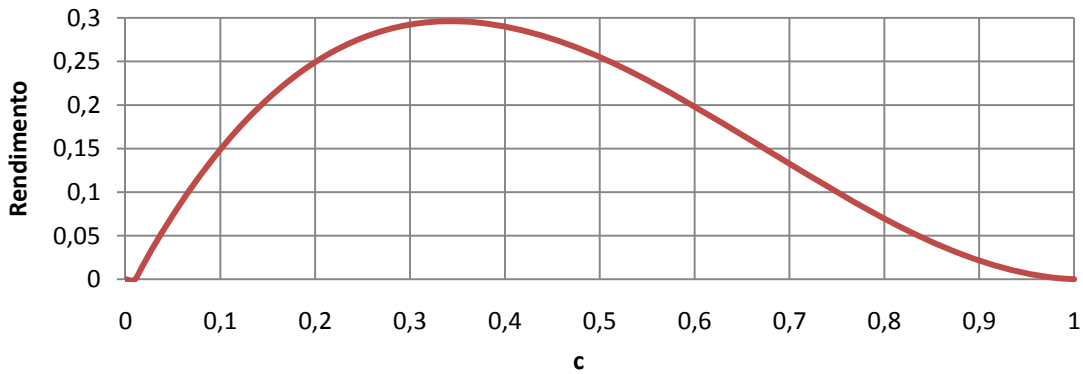


Figura 4.3 - Variação da eficiência da turbina em função de c

A equação Eq.4.8 representa a equação de movimento, onde I caracteriza o momento de inércia da turbina e $\dot{\omega}$ a aceleração angular [59]. Sendo M a massa da turbina, o seu momento de inércia será $I = \eta MR^2$, onde $\frac{1}{2} < \eta < 1$ [59].

$$I\dot{\omega} = \tau_A - \tau_T - \tau_K \quad (\text{Eq.4.8})$$

Onde:

- τ_A é o binário devido ao movimento da água [Nm]
- τ_T é binário da carga, turbina [Nm]
- τ_K é o binário de atrito gerado pelo movimento de rotação [Nm]
- $\dot{\omega}$ é a aceleração angular da turbina [rad/s²]
- I é o momento de inércia [Nm]

A equação Eq.4.9 representa o binário devido ao fluxo de água através da turbina [59].

$$\tau_A = FR = \rho AR(v - \omega R)^2 \quad (\text{Eq.4.9})$$

Em regime estacionário a velocidade angular ω é determinada definindo $\dot{\omega} = 0$, onde $\dot{\omega} = \frac{d\omega}{dt}$, ou seja, assume-se que a velocidade angular é constante. Como verificado anteriormente, Eq 4.1, $\omega R = cv = \frac{1}{3}v$ será a velocidade angular de funcionamento tendo em conta a eficiência máxima da turbina. Esta concepção permite expressar o binário da carga da seguinte forma:

$$\tau_T = \frac{4}{9}\rho ARv^2 - \tau_K \quad (\text{Eq.4.10})$$

Assume-se que τ_k representa binário atrito, por exemplo no eixo de rotação. Como verificado anteriormente, em regime estacionário $\tau_A = \tau_T - \tau_K$, o que na ausência de carga, e de maneira a que turbina não acelere indefinidamente, se conclui que $\tau_A \leq \tau_K$ [59].

A equação Eq.4.10 demonstra que a velocidade da água é o factor mais importante na determinação do binário máximo de uma turbina de fluxo Sub-Axial. A potência da pode ser então determinada em função do seu binário e da sua velocidade angular, como demonstrado pela Eq.4.11 [33]

$$P = \omega\tau \quad (\text{Eq.4.11})$$

Onde:

- P é a potência [W]
- ω é a velocidade angular [rad/s]
- τ é o binário da turbina [Nm]

4.3. Estabilidade e Optimização da Eficiência da Turbina

A eficiência e estabilidade da turbina de fluxo Sub-Axial são fortemente influenciadas pela área em contacto com a água, sendo assim necessário o controlo e optimização dessa mesma área.

As Rodas de água de fluxo Sub-Axial foram implementadas nas margens de cursos de água ou em canais durante séculos [61]. A implementação em canais permite o controlo do fluxo de água, tanto no que se refere ao valor da velocidade como a altura média da água que atravessa a turbina, contudo, implica a construção do canal ou desvio do rio [36]. Já na implementação na margem, sobre um eixo de rotação fixo, não existe a possibilidade de controlo de caudal, o que implica uma maior susceptibilidade as variações que se verificam durante o ano.

Como verificado no capítulo 3 secção 3.5, o nível médio do caudal e a sua velocidade variam significativamente durante o ano, apresentando valores mais altos no semestre húmido e decaindo nos restantes meses. A variação do nível médio do caudal afecta a

quantidade de água em contacto com a turbina, Figura 4.4, por consequência, a área transversal da pá projectada na água varia também. Esta variação da área A vai afectar a potência passível de se extrair, Eq.4.4, bem como o binário devido ao fluxo de água através da turbina, Eq.4.10. Assumindo-se que a base de sustentação da turbina é dimensionada para o nível médio anual, de forma a optimizar a produção, a sua incapacidade de adaptação vertical ao nível de caudal fará com que a área A seja menor nos meses secos, diminuindo a potência e o binário disponíveis.

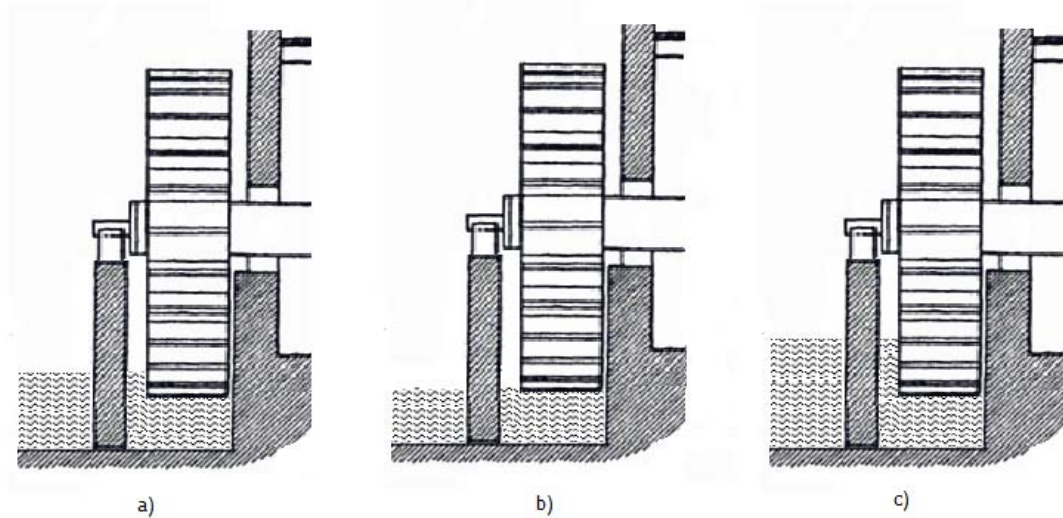


Figura 4.4 - a) Nível médio b) Nível baixo c) Nível elevado

A colmatção da diminuição de eficiência devido a variação da área da turbina imersa na água é efectuada com adição de flutuadores. Os flutuadores fornecem a turbina independência relativamente as variações do nível de caudal, mantendo a área da pá dentro de água sempre constante [61]. A existência de flutuadores proporciona também uma maior mobilidade, possibilitando que a turbina possa ser colocada afastada da margem, sendo necessário para tal que o sistema de transmissão e o gerador estejam integrados na plataforma flutuante.

O controlo da velocidade da água que transpõe a turbina pode ser efectuado com recurso a difusores, permitindo assim optimizar e incrementar o seu valor e mantendo-o constante ao longo do ano. O valor da velocidade deve ser tão elevado quanto possível, visto ser a velocidade o factor de maior relevância na potência passível de se extrair, Eq.4.4.

4.3.1. Flutuadores de Sustentação da Turbina

Os flutuadores de sustentação da turbina permitem manter a área em contacto com a água constante, metendo a eficiência ao longo do ano. Os flutuadores de sustentação podem ser dimensionados recorrendo ao Principio de Arquimedes, que afirma que um corpo total ou parcialmente imerso num fluido sofre, por parte do fluido, uma força vertical ascendente cuja intensidade é igual ao peso do fluido deslocado pelo corpo [60]. O módulo da impulsão, I_{mp} , é igual ao módulo do peso do fluido deslocado pelo corpo, como demonstrado pela Eq.4.12.

$$I_{imp} = g\rho_{fluido}V_f \quad (Eq.4.12)$$

Onde:

- I_{mp} representa a força vertical ascendente exercida pelo fluido sobre o corpo parcial ou totalmente imerso [N]
- g representa a aceleração da gravidade [m/s^2]
- ρ_{fluido} é a densidade do fluido em que o objecto é imerso [kg/m^3]
- V_f representa a Volume de fluido deslocado pela imersão do corpo [m^3]

Para que um corpo flutue a impulsão tem de superar o seu o seu peso total, $I_{mp} > P_T$, sendo que o peso total engloba o peso da estrutura flutuante, flutuadores e base de sustentação, bem como o peso da turbina, da transmissão e do gerador [60].

No dimensionamento dos flutuadores, geralmente um corpo cilíndrico estanque e oco, pretende-se que este se encontre numa posição de equilíbrio, flutuando na superfície. Ou seja, denotando por V_i o volume imerso do flutuador, V_T seu volume total e $\rho_{flutuador}$ a densidade do flutuador, a condição de equilíbrio do flutuador toma a forma apresentada na equação Eq.4.14.

$$I_{mp} = \rho_{fluido}V_i = \rho_{flutuador}V_T \quad (Eq.4.14)$$

Resolvendo em relação V_i obtêm-se a percentagem de volume imerso em relação ao volume total. De salientar que a densidade do flutuador é composta pela densidade do ar que se encontra no seu interior mais a densidade do material utilizado para fazer o flutuador. A densidade de alguns elementos é apresentada no Anexo B.

A existência dos flutuadores requer um sistema de “ancoramento” de forma a impedir que a turbina se mova na horizontal, permitindo contudo o movimento vertical. O sistema mais comum de ancoramento para turbinas de fluxo Sub-Axial consiste num conjunto de cabos que une o sistema a uma âncora, como pode ser observado em [64] e [59], Anexo B, onde são apresentadas as principais tecnologias de turbinas de águas correntes.

Outra das formas de ancoramento consiste em dois pilares verticais, cravados no fundo do curso de água, por onde passam olhais conectados a plataforma flutuadora, permitindo assim o movimento vertical e impossibilitando o movimento horizontal. Este processo tem como principal contrariedade a necessidade de implementação de pilares no local, o que diminui a “mobilidade” da turbina comparativamente ao sistema de amarração com âncora, que permite a mudança de local sem ser necessários trabalhos de construção.

4.3.2. Difusores de Água

Como documentado anteriormente, o facto a turbina estar canalizada ou simplesmente colocada no curso de água, assume grande importância. A canalização tem a vantagem de permitir o controlo de caudal e da velocidade do mesmo, contudo, implica a realização de obras de construção civil. Um melhor desempenho e maior produção de energia é alcançado por um fluxo linear suave de água em alta velocidade [27]. O fluxo de água que afecta directamente a turbina pode ser controlado através de canais híbridos ou através de difusores, como apresentado pela Figura 4.5 e Figura 4.6 respectivamente.

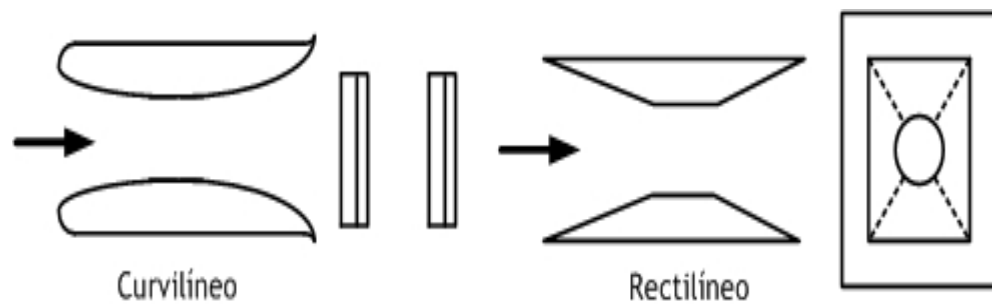
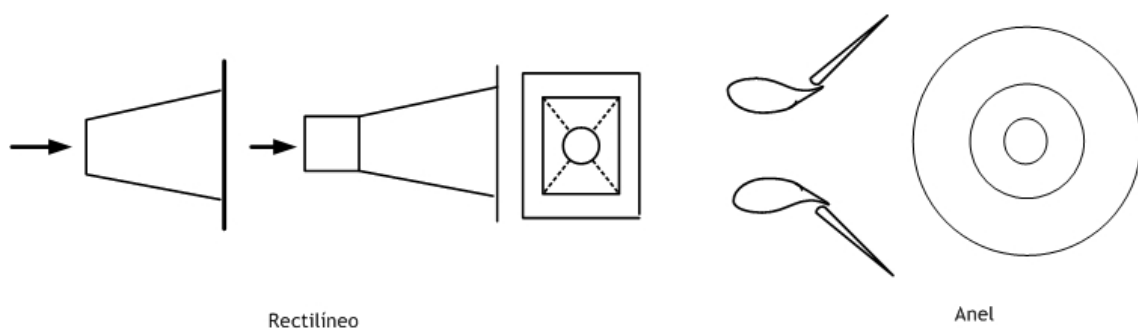


Figura 4.5 - Tipos de canais Híbridos

Adaptado de[6]



Rectilíneo

Anel

Figura 4.6 - Tipos de difusores

Adaptado de [6]

Na Secção 3.5, determinou-se que a velocidade assume uma variação estocástica, tanto sazonal como diária. Apesar de poderem estar disponíveis dados sobre o caudal para a bacia

hidrográfica, já no que toca a velocidade da água esta varia de local para local, dependendo da área transversal do mesmo [26,63]. Assim sendo, os difusores e os canais híbridos são estruturas projectadas e implementadas de forma a elevar a densidade de energia do fluxo de água que atravessa a turbina [63]. Estes sistemas possibilitam maximizar a potência extraída e, além disso, permitem regular a velocidade do rotor e reduzir os problemas causados pelas baixas velocidades [27].

Para um fluido de densidade constante, o produto da área transversal pela velocidade média será constante e igual ao caudal volumétrico, Eq.4.15 [36]. Assumindo que o caudal é constante, a variação da área possibilita um controlo efectivo da velocidade da água admitida a turbina.

$$Q = A * v = A_1 * v_1 = A_2 * v_2 \quad (\text{Eq.4.15})$$

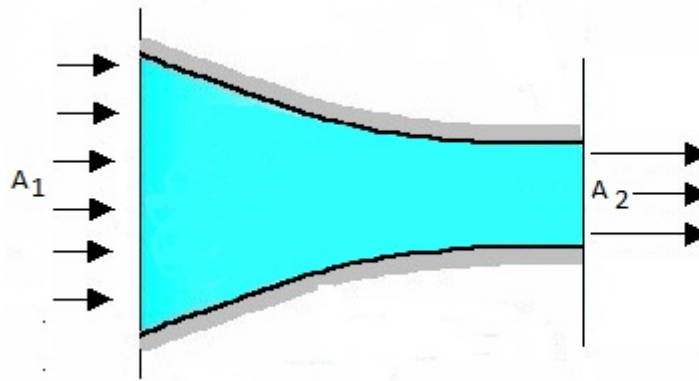


Figura 4.7 - Canal híbrido: área de entrada superior à área de saída, velocidade de saída superior à velocidade de entrada. Caudal constante

4.4. Sistemas de Transmissão da Turbina para o Gerador: Incremento de Velocidade

O sistema de transmissão engloba a polia do gerador, polia da turbina, rolamentos suporte, acoplamentos entre polias, todo e qualquer polia extra, cintas, caixa de velocidades ou qualquer outro tipo de sistema utilizado para alterar a velocidade ou a orientação do eixo [36].

Existem vários tipos de sistemas de transmissão dependendo da orientação dos eixos, vertical ou horizontal, bem como da multiplicação ou desmultiplicação de velocidade. Independentemente do sistema utilizado, o sistema de transmissão deve suportar a carga requerida pela carga, adicionalmente, a turbina, gerador e fundações de suporte do sistema devem sustentar as cargas impostas pela transmissão [36].

Os sistemas de transmissão mais comuns utilizam rodas dentadas e correntes ou cintas, existindo um vasto número de fabricantes. O seu preço é diminuto, quando comparado com o preço do gerador ou mesmo da turbina, sendo de implementação simples.

Existem inúmeras possibilidades e combinações para um sistema de transmissão, sendo as principais as seguintes [36]:

- Acoplamento directo: compacto, simples e de elevada eficiência, aproximadamente 100%, não adicionando carga ao sistema. Não permite a mudança de velocidade.
- Transmissão por cintas/correias: composto por varias cintas/correias ou apenas por uma única cinta larga, dependendo da potência e da carga, o sistema pode ser montado vertical ou horizontalmente não necessitando a turbina e o gerador estar a mesma altura. Os sistemas implica que os eixos estejam em paralelo e permite que o gerador e a turbina girem a velocidades diferentes.
- Acoplamento directo com caixa de velocidades: caixa de velocidades acoplada ao eixo do gerador, quando se utiliza motores de indução como geradores, este sistema permite a variação de velocidade entre a turbina e o gerador. Exceptuando a possibilidade de variação de velocidade, aplicam-se todos os pressupostos de um acoplamento directo. O custo de um motor com caixa de velocidades é substancialmente menor que adquirir ambas as partes em separado.

O sistema de transmissão à base de cintas/correias apresenta-se como o mais económico, de elevada eficiência - 95% a 97% - e simples de implementar numa mini-hídrica [36]. Este sistema permite à turbina e ao gerador funcionarem a velocidades diferentes para que ambos girem à velocidade de maior eficiência.

O princípio de funcionamento das cintas baseia-se na fricção exercida sobre as polias, ou seja, estando um veio acoplado a uma polia em movimento a fricção existente entre as cintas e as polias fará com que ambas rodem. A aderência das cintas à polia vai depender da tensão a que a cinta se encontra, bem como do coeficiente de atrito entre as cintas e a polia. A tensão determina também a carga lateral no eixo, tanto no gerador como na turbina.

O método mais simples para aplicar tensão as cintas consiste em assentar o gerador sobre carris, ou calhas deslizantes, para que este possa deslizar na horizontal. As turbinas mantêm-se fixas, actuando-se apenas sobre o gerador de forma a obter a tensão desejada, devendo fixar-se posteriormente o gerador.

Uma forma alternativa consiste em adicionar uma polia adicional, do lado da cinta que apresenta folga, que pode ser actuada de forma a ajustar a tensão como representado na Fig. 4.8 o diâmetro da polia adicional deve ser tanto maior quanto possível, nunca devendo ser menor que a menor polia da transmissão. Este sistema de correcção de tensão além de não ser barato, requer cuidados especiais no que concerne a montagem e acomodação. Pode, contudo, ser actuado remotamente.

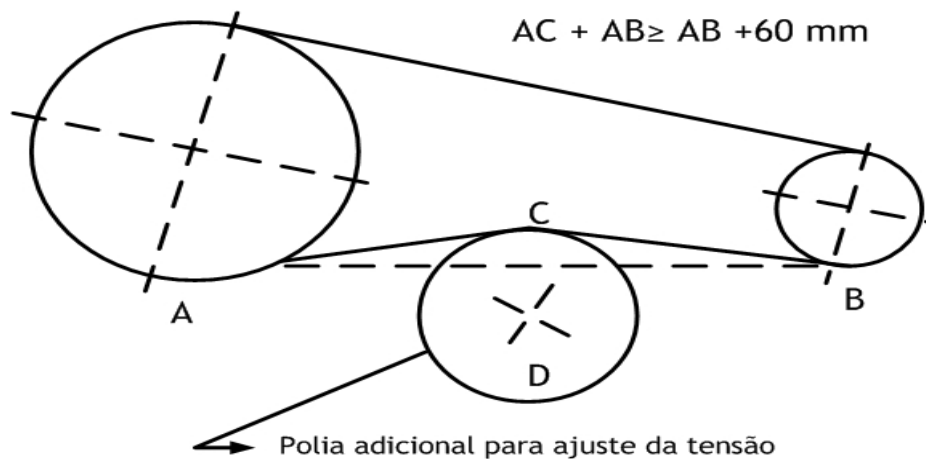


Figura 4.8 Sistema de transmissão por polias, com polia de ajuste de tensão

O sistema de cintas pode ser dimensionado tendo em conta as seguintes expressões:

$$P_{Trans.} = \frac{P_G}{\eta} \quad (\text{Eq.4.16})$$

$$\Delta v = \frac{v_G}{v_T} \quad (\text{Eq.4.17})$$

$$\tau_G = \frac{(9,549 \cdot 1000) \cdot P_{Trans.}}{V_g} \quad (\text{Eq.4.18})$$

Onde:

- $P_{Trans.}$ é a potência a transferir ao veio em [W]
- P_G é a potência nominal do gerador em [W]
- η é a eficiência do gerador
- v_G velocidade de rotação do gerador [RPM]
- v_T velocidade de rotação da turbina [RPM]
- Δv é rácio entre V_G e V_T em [RPM]
- τ_G binário no gerador em [Nm]
-

No dimensionamento de um sistema transmissão deve-se considerar, sempre, os catálogos dos diversos fabricantes para obter características do equipamento; tensão, força, diâmetro e velocidade da polia mais rápida. Os sistemas de cintas/correias podem ser substituído por sistemas de correntes e rodas dentadas. De elevado investimento inicial, este sistema tem a capacidade transmitir movimento preciso e sem deslizamento. As correntes requerem lubrificação. Este sistema não é recomendado para uso em mini-hídricas [36].

4.5. Conclusão

Neste capítulo analisou-se os modelos gerais de Rodas de Água, dando-se especial ênfase a Roda de Água de fluxo Sub-Axial. A análise efectuada inclui a modelação matemática da turbina, determinando-se *a posteriori* a sua eficiência que se conclui situar próximo dos 30%. O mesmo modelo matemático permitiu, também, determinar as equações da potência e velocidade de rotação da turbina em função da velocidade da água que por ela passa.

Foram igualmente expostos processos de optimização da estabilidade e eficiência da turbina, apresentando-se o método de cálculo para os flutuadores que garantem que a área imersa das pás se mantém constante ao longo do ano. Subsequentemente, analisou-se difusores de controlo e incremento da velocidade do fluxo de água que afluí na turbina. Por último foram enumerados sistemas de transmissão aplicáveis, extrapolando-se modelos e características, bem como métodos de dimensionamento de uma transmissão de incremento de velocidade por polias.

Capítulo 5

Análise e Opção Técnica para Escolha do Gerador

Neste capítulo serão analisadas as máquinas síncrona e assíncrona, quando a funcionar a como gerador de velocidade variável, de forma a executar e validar a opção técnica a implementar no caso de estudo. Neste contexto, será efectuada a análise e caracterização do funcionamento, bem como métodos de controlo de velocidade para as máquinas em análise. Seguidamente apresentam-se métodos de controlo da qualidade de energia disponibilizada à rede para cada uma das opções validadas pelo estudo anterior, com intuito de aferir a opção que melhor se enquadra no caso de estudo. A opção técnica será efectuada após análise dos pressupostos anteriormente enunciados e as especificidades do caso de estudo. Por último, serão expostos os índices de protecção obrigatórios para máquinas eléctricas, sendo apresentado o índice requerido no presente caso de estudo.

5.1. Gerador de Indução e Gerador Síncrono: Comportamento a Velocidade Variável

Como referido anteriormente, Secção 2.6.2, a especificação do gerador é dependente das características da turbina seleccionada, designadamente, do valor da velocidade nominal e de embalamento, rendimento e tipo de regulação.

Com o intuito de efectuar e validar a opção técnica a implementar, será realizado o estudo do princípio de funcionamento de cada máquina, gerador síncrono e assíncrono, de forma a caracterizar o seu comportamento quando accionado por uma turbina de velocidade variável, considerando-se que não existe capacidade de regulação da velocidade da água. A análise técnica é justificada pelo facto que uma avaliação puramente económica, apenas do

gerador, poderia excluir opções técnicas que globalmente poderão apresentar menores custos de implementação.

5.1.1. Comportamento a Velocidade Variável da Máquina de Indução

A máquina de Indução ou assíncrona pode assumir duas topologias, podendo o rotor ser bobinado ou em gaiola de esquilo [32, 35].

O enrolamento rotórico, quando constituído por uma gaiola em alumínio, trata-se de um circuito eléctrico polifásico em curto-circuito permanente [30]. As Maquinas de Indução de Rotor em Gaiola serão designadas de MIRG. O rotor do tipo bobinado possui o sistema eléctrico acessível do exterior, sendo possível alterar o valor dos parâmetros da resistência rotórica durante o funcionamento da máquina. O circuito eléctrico rotórico acessível levou a que a Máquina de Indução de Rotor Bobinado seja usualmente apelidada por Máquina de Indução Duplamente Alimentada (MIDA).

i.) Máquina de Indução com Rotor em Gaiola (MIRG)

A Máquina de Indução mais simples e comum é a com rotor em “Gaiola de Esquilo”, Figura 5.1 [36].

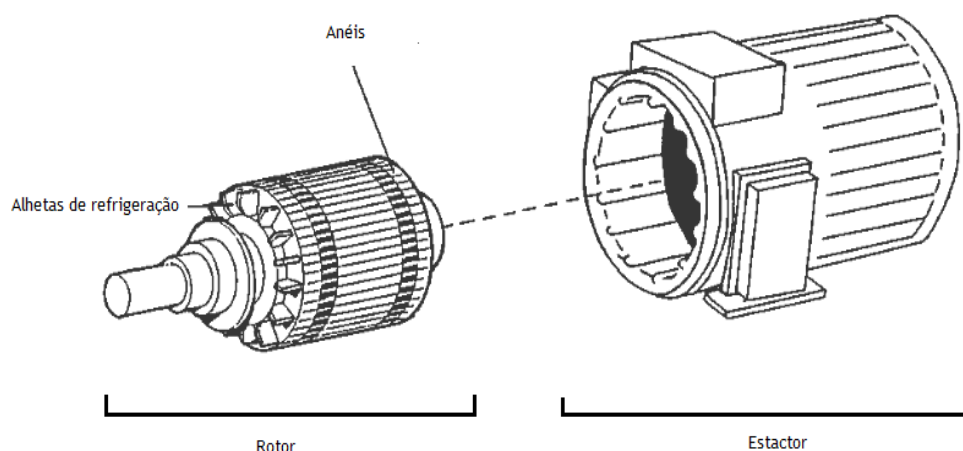


Figura 5.1 - Motor de indução com rotor em gaiola de esquilo [36]

Aplicado um sistema trifásico de tensões ao enrolamento do estator, tem como resultado o aparecimento de um fluxo magnético girante no entre ferro, o qual induz no enrolamento do rotor uma força electromotriz (f.e.m) [V] que por sua vez dá origem a uma corrente que flui no rotor, produzindo binário motor (τ_m) [Nm] [32,33]. O rotor roda no sentido contrário do campo magnético girante com uma velocidade muito reduzida, ou seja, o rotor “desliza” em relação ao campo magnético [30]. O deslizamento (s) é a grandeza que dá uma razão a diferença de velocidade do rotor relativamente a velocidade do campo magnético [31 a 33].

$$n_R = \frac{120 \times f}{p} (1 - s) \quad (\text{Eq.5.1})$$

$$n_s = \frac{120 \times f}{p} \quad (\text{Eq.5.2})$$

$$s = \frac{(N_s - N_R)}{N_s} \quad (\text{Eq.5.3})$$

Onde:

- n_R é a velocidade do rotor em rotações por minuto [RPM];
- n_s é a velocidade do campo girante, velocidade de sincronismo [RPM];
- s representa do deslizamento,
- f é a frequência [Hz];

De uma forma geral, a característica binário/velocidade para uma máquina assíncrona, traçada na Figura 5.2, apresenta os seus modos de funcionamento, motor, gerador ou freio [32]. O valor e sinais das variáveis envolvidas têm em consideração o caso de estudo, máquina a funcionar como gerador, considerando-se que o binário é positivo quando a máquina funciona como gerador e negativo quando funciona como motor.

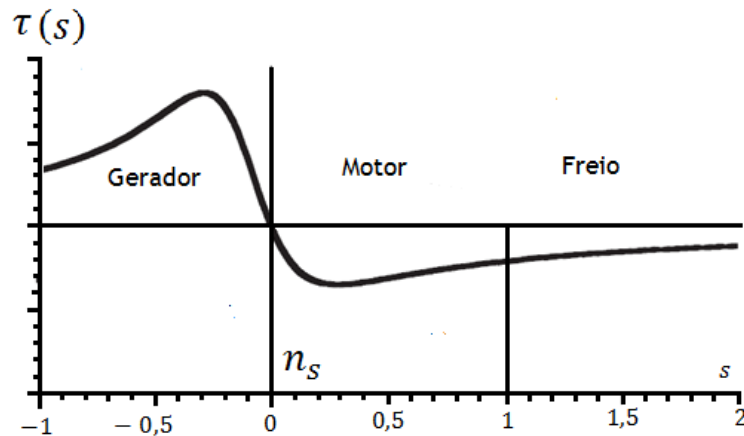


Figura 5.2 - Modos de funcionamento de uma máquina de indução

Adaptado de [32]

O funcionamento como gerador é caracterizado por $s < 0$, deslizamento negativo, considerando-se, que o fluxo de energia mecânica da turbina para o gerador e o fluxo de potência activa do gerador para a rede são positivos, ou seja, o gerador de indução recebe

energia mecânica através do seu veio e fornece energia eléctrica à rede através do seu estator [30].

Um dos inconvenientes do gerador de indução é a fraca regulação de tensão. Mesmo quando se encontra a funcionar a uma velocidade constante, a tensão de saída varia para variações da carga [36]. A velocidade variável imposta pela turbina agudiza os problemas de regulação de tensão e frequência apresentados pelos MIRG, Eq.5.1. Tendo em conta a curva característica de funcionamento traçada na Figura 5.2, e a Eq.5.1, conclui-se que a máquina de indução tem de ser accionada acima da velocidade de sincronismo de forma a funcionar como gerador, sendo que, caso a velocidade imposta à máquina seja inferior a velocidade de sincronismo esta passa a funcionar como motor, $s > 0$, consumindo assim energia da rede eléctrica.

A MIRG necessita de absorver energia reactiva de forma a excitar a máquina e estabelecer o campo magnético. A Figura 5.3 representa a Potência Reactiva consumida em função da potência activa gerada, sendo que a potência é considerada negativa quando o fluxo se verifica da rede para a máquina e positivo quando se verifica da máquina para a rede.

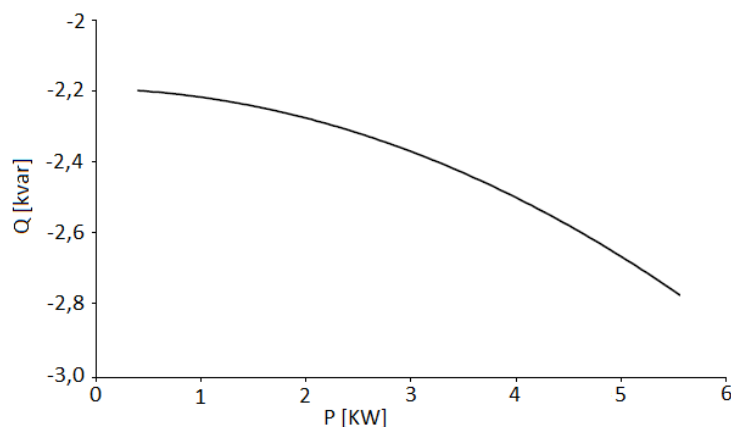


Figura 5.3 - Potência reactiva consumida em função da potência activa gerada

Adaptado de [64]

Como ilustrado na Figura 5.3, o factor de potência da máquina aumenta com o aumento da potência activa gerada, sendo esta variação não linear, resultando num factor de potência sempre indutivo [64]. A correcção do factor de potência pode ser realizada com a utilização de bancos de baterias, permitindo assim minimizar a energia reactiva absorvida da rede.

Existem no mercado MIRG's com número variável de pares de pólos do estátor, motores com comutação do número de pólos ou motores com enrolamentos independentes [31, 32]. Este método de controlo da velocidade da MIRG tem as suas limitações, visto o número de pólos ser par, levando a que, para uma n_r com um intervalo de variação muito elevado o número de pares de pólos possa não originar uma tensão com frequência dentro dos parâmetros de qualidade da rede, $\pm 4\%$ de 50 Hz. A possibilidade de comutação de pólos faz

com que a MIRG possua duas velocidades fixas de funcionamento, contrariamente a MIRG de pólos constantes que só possui uma velocidade [31, 32].

ii.) Máquina de Indução com Rotor Bobinado ou Duplamente Alimentada (MIDA)

O estudo do comportamento típico de uma Máquina de Indução de Rotor Bobinado será efectuado com recurso ao modelo matemático da máquina de indução, de forma a aferir o seu comportamento e estabelecer o nível de controlo proporcionado pelo rotor acessível. Uma máquina assíncrona pode ser modelizada matematicamente de forma semelhante a um transformador, sendo que o secundário é rotativo [30]. A máquina de Indução é considerada como simétrica e perfeitamente equilibrada, pelo que as três fases são iguais. Assim sendo, surge o esquema equivalente deduzido num referencial síncrono com o campo girante do estator, em que os parâmetros do rotor se encontram referidos ao estator, Figura 5.4, [33, 65, 66].

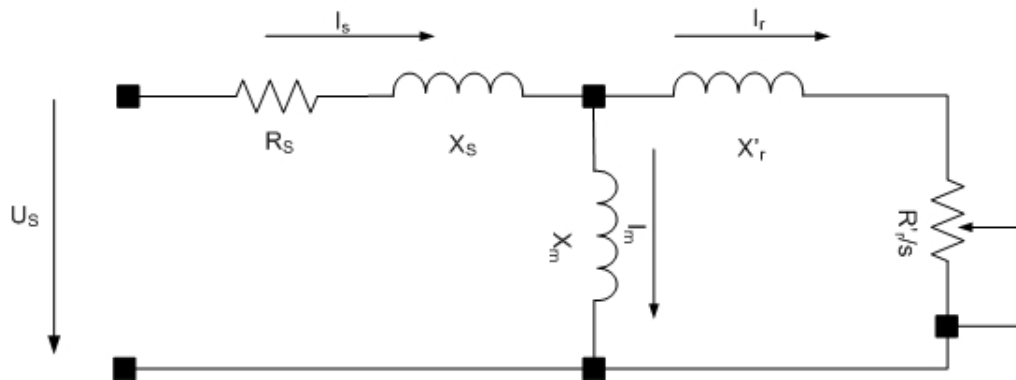


Figura 5.4 - Esquema eléctrico equivalente por fase reduzido ao estator

Adaptado de [33,65]

A aplicação de uma tensão U_s [V] ao enrolamento estatórico provoca a circulação de uma corrente I_s [A], que ira provocar uma queda de tensão na impedância de fugas do estator, Z_s . Sendo que, a queda de tensão $I_s \times R_s$ é referente à resistência dos condutores, e $I_s \times jX_s$ devida a reactância de fugas do estator [33].

$$Z_s = R_s + jX_s \quad (\text{Eq.5.4})$$

A corrente I_m [A], corrente de magnetização, é responsável pela criação de um fluxo magnético girante que induz no enrolamento do estator uma f.e.m [V].

$$E_s = jX_m \cdot (I_s - I_r) \quad (\text{Eq.5.5})$$

Devido à diferença de velocidade entre o campo girante e o rotor, é induzida no enrolamento do rotor uma f.e.m., E_r [V], que vai provocar a passagem de uma corrente rotórica reduzida ao estator I_r [33].

$$E_r \equiv E_s = jX_m \cdot (I_s - I_r) \quad (\text{Eq.5.6})$$

Esta corrente, I_r , ira por sua vez provocar quedas de tensão na impedância de fugas do rotor reduzido ao estator, Z_r , e na resistência variável com o deslizamento $\frac{R_r}{s}$.

$$Z_r = \frac{R_r'}{s} + jX_r' \quad (\text{Eq.5.7})$$

A transferência de potência activa no estator e no rotor da máquina podem ser aferidas com recurso as equações Eq.5.8 e Eq.5.9, respectivamente [67]. Raciocínio idêntico pode ser seguido de forma a obter a potência reactiva, utilizando para tal as reactâncias como demonstrado em [67].

$$P_s = -R_s I_s^2 + P_{ag} \quad (\text{Eq.5.8})$$

$$\frac{P_r}{s} = \frac{R_r'}{s} I_r'^2 + P_{ag} \quad (\text{Eq.5.9})$$

Onde:

- P_s representa a potência activa fornecida à rede [W]; supondo que a máquina de indução se encontra a funcionar como gerador, a potência é positiva quando a transferência ocorre no sentido da máquina para a rede
- P_r' / s representa a potência activa normalizada [W], porque é dividida pelo deslizamento, transferida no circuito rotorico. P_r' é definida positiva quando a transferência de potência se verifica de exterior para o circuito do rotor.
- P_{ag} representa a potência activa que é transmitida no entre ferro da máquina [W], sendo considerada positiva quando se verifica do rotor para o estator, maquina a funcionar como gerador.

No caso de uma MIDA, o circuito rotórico acessível faz com que P_r' seja não nulo, podendo verificar-se a situação da maquina receber potência da rede através do rotor, $P_r' > 0$, ou fornecer potencia a rede, $P_r' < 0$. O balanço da potência activa no rotor é representado na Eq.5.10, onde P_{mec} é a potência mecânica transferida ao rotor da máquina, sendo considerada positiva no modo de funcionamento como gerador e negativa quando a funcionar como motor.

$$P_{ag} = P'_r - R'_r I'^2_r + P_{mec} \quad (\text{Eq.5.10})$$

A possibilidade de injectar potência no rotor ($P'_r > 0$) proporciona o seu funcionamento como gerador abaixo da velocidade de sincronismo, já quando a acima de velocidade de sincronismo, o rotor acessível permite fornecer potência activa à rede pelo estator e pelo rotor ($P'_r < 0$) [67]. Este facto traduz-se em uma situação nova, pois este modo de funcionamento não é possível nas MIRG, sendo numa mais-valia, principalmente quando o gerador é accionado por uma turbina com grande variação de velocidade, como é o caso.

No que respeita a potência reactiva, o fornecimento desta pode ser suprido quer pelo estator quer pelo rotor da MIDA, contudo, se potência reactiva for suprida pelo estator o factor de potência será sempre indutivo, se as necessidades de potência reactiva forem supridas através do rotor, o factor de potência no estator pode ser indutivo ou capacitivo [16]. O controlo de potência activa e reactiva pode se efectuado como demonstrado em [26].

iii.) Modos de Funcionamento de uma Máquina de Indução: MIRG e MIDA

Como referido anteriormente, secção 5.1.1 i), a máquina de indução pode operar como motor ou gerador, velocidade do rotor inferior ou superior a velocidade de sincronismo respectivamente. Esta análise parte do pressuposto que não é possível o controlo da potência no rotor, logo P'_r/s é nulo, análise corroborada pela Eq.5.9. A Tabela 1 apresenta os modos de funcionamento característicos de uma MIRG, reflectindo o comportamento tradicional da máquina de indução.

Tabela 5.1 - Modos de funcionamento de uma MIRG [67]

MIRG				
s	P'r	Pag	Pmec	Modo
s>0	0	<0	<0	Motor
s<0	0	>0	>0	Gerador

A Tabela 2 ilustra os diferentes modos de funcionamento em que as MIDA podem operar devido a possibilidade de actuação sobre a potência no rotor.

Tabela 5.2 - Modos de funcionamento de uma MIDA [67]

MIDA				
s	P'r	Pag	Pmec	Modo
	>0	<0; $P'r < R'l'r/2$	<0	Motor
s>0	>0	>0; $P'r > R'l'r/2$	>0	Gerador
	<0	<0	<0	Motor
	>0	<0; $P'r > R'l'r/2$	<0	Motor
s<0	>0	>0; $P'r < R'l'r/2$	>0	Gerador
	<0	>0	>0	Gerador

Onde:

- P'_r representa a potência activa transferida no circuito rotórico [W], sendo que P'_r é definida como positiva quando a transferência de potência se verifica do exterior para o circuito rotórico.
- P_{ag} representa a potências activa que transita no entreferro da máquina [W], é positiva se for transferida do rotor para o estator.

A análise da Tabela 1 e Tabela 2 permite concluir que a MIDA apresenta vantagens significativas em relação a MIRG, tendo em conta as características de funcionamento da turbina em causa. A MIDA, contrariamente a MIRG, pode funcionar como gerador para velocidades abaixo da velocidade de sincronismo, conferindo-lhe uma maior gama de velocidades de actuação. Quando accionada da velocidade superior a velocidade de sincronismos $P'_r < 0$, logo é possível extrair potência do rotor e do estator, quando a MIDA a operar no modo gerador

5.1.2. Comportamento a Velocidade Variável do Gerador Síncrono

Os geradores síncronos podem apresentar rotores de pólos salientes, rotores de pólos lisos ou bobinados, sendo que para máquinas de baixa potência usam-se também rotores constituídos por ímanes permanentes [68, 29, 69]. As máquinas de pólos salientes apresentam, normalmente, um elevado número de pólos, manifestando uma baixa velocidade de rotação. O rotor de pólos lisos apresenta um número de pólos reduzido o que implica uma velocidade de rotação mais elevada, Eq.5.2 [69]. Sendo a máquina síncrona uma máquina eléctrica de funcionamento reversível, facilmente pode ser utilizada como gerador, alternador, sendo apenas necessário para tal que a carga desenvolva um binário que accione a máquina [68 29].

A carga no presente caso de estudo apresenta uma baixa velocidade de rotação, Secção 4.1 Eq.4.1, logo, o rotor de pólos salientes seria o mais indicado para implementação, podendo suprimir a necessidade de uma caixa de velocidades. Verifica-se que a potência fornecida pela turbina ao gerador é também ela baixa, logo o gerador síncrono de ímanes permanentes pode também ele ser aplicável. A utilização de ímanes permanentes nas máquinas síncronas retira-lhes um grau de liberdade, pois deixa de ser possível controlar a excitação [69].

A análise do funcionamento da máquina síncrona na convenção de gerador pode ser efectuada com base na Figura 5.5, onde se considera positivo o fluxo de energia quando se realiza no sentido da máquina para a rede.

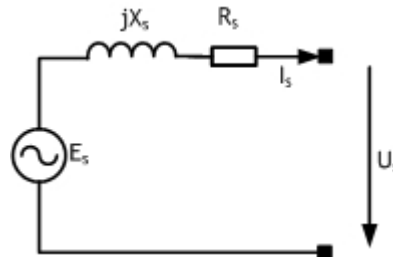


Figura 5.5 - Esquema equivalente na convenção gerador

Adaptado de [17]

Onde:

- X_s é a reactância do estator[Ω]
- R_s é a resistência dos condutores constituintes do estator [Ω]
- E_s é a força electromotriz induzida pelo rotor no estator [V]

Admitindo as perdas na máquina como desprezáveis, a potência e o binário desenvolvidos pela máquina são representados pela Eq.1.11 e Eq.1.12, respectivamente [69].

$$P = \frac{E_s U_s}{X_s} \sin \delta \quad (\text{Eq.1.11})$$

$$\tau = \frac{E_s U_s}{X_s \omega_s} \quad (\text{Eq.1.12})$$

Onde:

- E_s é a força electromotriz induzida pelo rotor no estator [V];
- U_s tensão aos terminais da máquina, estator [V];
- X_s é a reactância do estator [Ω];
- ω_s é a velocidade de sincronismo [rad/s];

Encontrando-se a máquina com excitação constante, E_s constante, tanto a potência como o binário são funções sinusoidais do ângulo δ [rad], também designado por ângulo de carga. O ângulo de carga traduz o esfasamento entre a tensão nos terminais da máquina e a força electromotriz interna [29]. A Figura 5.6 representa a variação da potência em função do ângulo de carga, sendo que para a máquina apresentar um funcionamento estável deverá se verificar $-\frac{\pi}{2} \leq \delta \leq \frac{\pi}{2}$ [69]. Na convenção de estudo, máquina síncrona a funcionar como gerador, considera-se positiva o fluxo de potência quando se verifica do estator para a rede.

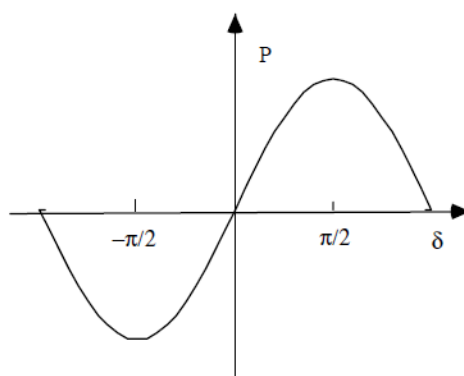


Figura 5.6 - Variação da Potencia em função do ângulo de carga [69]

Atendo aos resultados apresentados na Figura 5.6 e as diversas possibilidades no domínio da potência eléctrica, P Q , a máquina síncrona pode funcionar como gerador com factor de potência indutivo ou capacitivo, Tabela 5.3 [29]. Sinais e sentido das grandezas eléctricas apresentadas na tabela dependem das condições de estudo, no presente caso funcionando como gerador.

Tabela 5.3 - Características de funcionamento do GS

	Indutivo	Capacitivo
Gerador	$P > 0$	$P > 0$
	$Q < 0$	$Q > 0$
	$0 < \varphi < \pi/2$	$-\pi/2 < \varphi < 0$
	$\delta > 0$	$\delta > 0$

Onde:

- ϕ representa o ângulo entre a corrente eléctrica e a tensão [°]; $\phi > 0$ factor de potência Indutivo, $\phi < 0$ factor de potência capacitivo.

O factor de potência do gerador síncrono só depende das condições de excitação, sendo que, actualmente a corrente continua necessária é obtida através de rectificadores electrónicos, díodos ou tirístores, que apresentam uma vasta gama de tensões [29, 69].

5.1.3. Opções Técnicas Válidas para Operação a Velocidade Variável

A velocidade da turbina a implementar é baixa e dependente da velocidade da água, capítulo 4, secção 4.1, Eq.4.1, a utilização de uma MIRC nestas circunstâncias implica a existência de uma transmissão ou caixa de velocidades de rácio elevado. Se o rácio da caixa de velocidades for dimensionado para a velocidade mínima da turbina, o gerador perde eficiência para velocidades mais elevadas. A situação oposta ocorre para um rácio calculado com base em velocidades intermédias da turbina, fazendo com que a baixas velocidades a

MIRG passe a funcionar como motor, sendo necessário interromper a sua ligação a rede. Na MIRG, o campo electromagnético, essencial para a conversão de energia mecânica em energia eléctrica, é estabelecido através do estator da máquina, implicando que a máquina absorva sempre potência reactiva da rede. A correcção do factor de potência pode ser executada como demonstrado em [70], utilizam-se para tal baterias de condensadores que inflacionam o preço do sistema. O elevado consumo de reactiva, Figura 5.3, e o facto de a MIRG passar a funcionar como motor para velocidades abaixo da de sincronismo, apresentam-se como desvantagens a sua implementação no caso de estudo, onde se pretende maximizar a produção e o aproveitamento do recurso hídrico, levando a considerar as MIRG como opção técnica não valida.

A MIDA por sua vez, pode funcionar como gerador para velocidades abaixo da de sincronismo, podendo operar como gerador para velocidades de $\pm 30\%$ da velocidade de sincronismo [67, 71]. A gama de variação faz com que a MIDA possa funcionar como gerador para velocidades variáveis da turbina, sendo o intervalo de variação de 60% da velocidade síncrona. Como referido anteriormente, Secção 3.5, a velocidade do curso de água apresenta um intervalo variação de 40%, logo dentro do intervalo permitido pela regulação da MIDA. O rotor acessível pode fornecer potência activa à rede para velocidades acima da de sincronismo. Este facto, aliado à capacidade de funcionamento a velocidade variável leva a MIDA ser considerada como uma opção técnica valida.

O estudo realizado sobre o GS, revelou que este é também uma opção valida á implementação. Capaz de funcionar a velocidade variável, o gerador síncrono necessita apenas que a turbina lhe forneça binário para funcionar como gerador. A frequência das grandezas estatoricas é diferente da frequência da rede eléctrica, sendo necessário o GS estar ligado à rede através de um sistema de conversão AC/DC/AC.

5.2. Controlo da Qualidade de Energia Fornecida a Rede

O controlo de qualidade da energia fornecida à rede encontra-se regulamentado em [55], onde são definidas condições de frequência e factor de potência da energia entregue pelo produtor a rede. A portaria constante em [55] estabelece a faixa de frequência em que é possível fazer o paralelo à rede, estabelecendo também as quantidades de energia reactiva a fornecer à rede, devendo o produtor pagar ao ORT pelos desvios superiores a 5%.

Para as duas opções validas na secção anterior, MIDA e GS, a frequência da tensão gerada é dependente do número de pares de pólos e da velocidade imposta ao rotor. Assumindo que o número de pares de pólos é constante e a velocidade aplicada ao rotor variável, a frequência das grandezas no estator será também ela variável [68, 66]. No caso objecto de estudo pretende-se ligação à rede, o que implica de controlo de velocidade da turbina ou a existência de um conversor de frequência. A qualidade de energia, no contexto da geração,

descreve o desempenho eléctrico do sistema de geração, onde quaisquer perturbações sobre a rede devem ser mantidas dentro de limites técnicos estabelecidos pelo operador da rede de transporte, ERSE, como descrito em [79, 80].

5.2.1. Controlo da Qualidade de Energia Fornecida a Rede para a MIDA

Como exposto na secção 5.1.1 ii), conclui-se que através dos terminais do rotor é possível controlar a potência activa e reactiva da máquina de indução duplamente alimentada, sendo a tensão rotórica a grandeza que permite que esse controlo seja efectuado [73]. Como a velocidade de um motor de indução de rotor bobinado pode ser controlada por uma gama de 50-100%, inserindo resistência no rotor, é espectável que o mesmo aconteça na MIDA quando a funcionar como gerador. Ou seja, podemos variar a velocidade de um gerador de indução duplamente alimentado em $\pm 50\%$ da velocidade síncrona, na prática, $\pm 30\%$ [71]. Se em lugar de uma resistência variável, controlo dinâmico do deslizamento, se instalar um sistema de conversão AC/DC/AC ligado ao rotor, Figura 5.7, é possível extrair e fornecer potência activa pelo rotor da máquina e assim controlar a velocidade [67, 71].

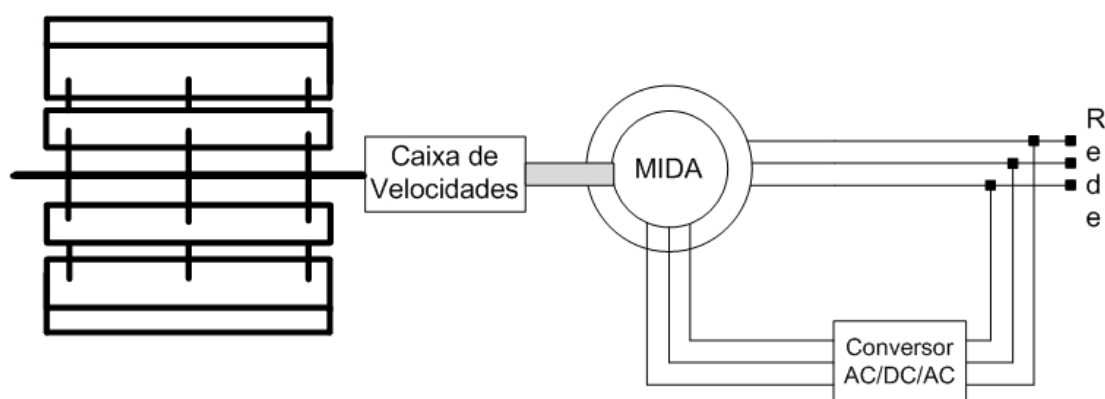


Figura 5.7 - MIDA com controlo parcial de potência entre o rotor do gerador e a rede

O conversor CA/CC/CA que interliga o rotor da máquina à rede, é constituído por pontes conversoras de pulsos equipados com Transístores Bipolares de Porta Isolada (IGBT) com um sistema de comando por Modulação da Largura do Impulso (PWM) [71]. O conversor permite a injeção de energia no rotor a partir da rede, possibilitando o funcionamento abaixo da velocidade síncrona. A bidireccionalidade, “back-to-back”, do conversor permite fornecer potência à rede pelo rotor quando este é accionado acima da velocidade de sincronismo, deslizamento negativo [27]. O conversor permite controlar a excitação do rotor de forma a otimizar a potência máxima extraída da MIDA, como demonstrado em [72].

5.2.2. Controlo da Qualidade de Energia Fornecida a Rede para um GS

A velocidade de operação de um motor síncrono é em função do seu número de pólos e da frequência da rede Eq. 5.2, contudo, quando a funcionar como gerador, a velocidade do gerador síncrono é definida externamente pela turbina, logo, a frequência da tensão gerada é dependente da velocidade imposta ao GS e do número de pólos da máquina, Eq.5.13.

$$f = \frac{n_r \times p}{120} \quad (\text{Eq.5.13})$$

Onde:

- n_r é a velocidade do rotor em rotações por minuto [rpm];
- p , representa o numero de pares de pólos;
- f é a frequência [Hz];

Da Eq.5.13 facilmente se depreende que sendo a velocidade do rotor variável a frequência também o será, impossibilitando a sua ligação directa a rede. O método mais comum para ligar o GS a rede é através um conversor AC/DC/AC., Figura 5.8 O conversor é constituído por uma ponte conversora equipada com IGBT's, com um sistema de comando por PWM [74]. Este conversor controla a potência activa injectada na rede e o factor de potência.

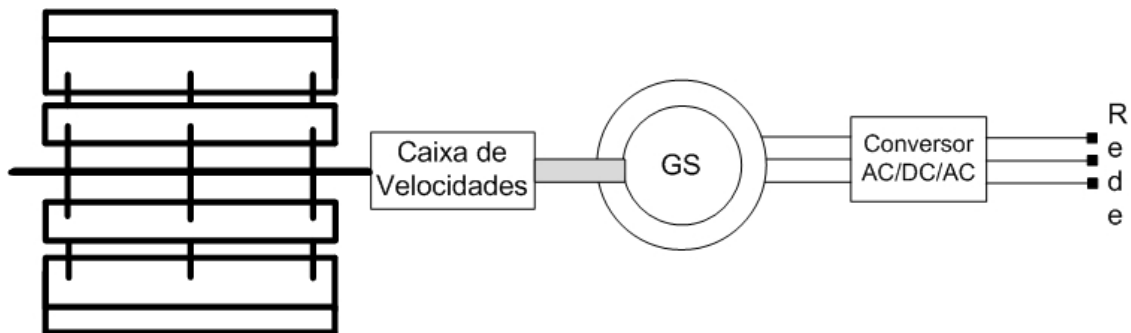


Figura 5.8 - GS com controlo total de potência entre o gerador e a rede

De salientar que no presente caso a caixa de velocidade será praticamente indispensável, devido a velocidade da turbina ser muito baixa, implicado que o GS tivesse de ter um elevado número de pólos. O conversor a utilizar deve ter potência igual ou superior a potência máxima do gerador.

5.3. Escolha do Gerador: Opção Técnica

Existem diferenças significativas entre os sistemas de controlo da qualidade de onda entregue a rede para MIDA e GS, diferenças estas que podem influenciar numa escolha técnico-económica da máquina a implementar.

Os GS são conectados à rede por conversores de tensão e frequência, podendo fazer o desacoplamento “total” em frequência do gerador em relação a rede. O desacoplamento “total” em frequência permite que um GS com elevado número de pares pólos possa prescindir da caixa de velocidades, contudo o conversor terá de ter sempre potência nominal igual ou superior a potência máxima gerada. A conversão de frequência apresenta a desvantagem de geração de harmónicos, podendo ser necessário a utilização de filtros como forma de assegurar redução do conteúdo harmónico transmitido para a rede [75]. A distorção harmónica total não deve ultrapassar os limites estabelecidos na norma EN 50 160 e vigentes em [81].

O sistema conversor PWM utilizado no conversor de uma MIDA não dispensa a existência de uma caixa de velocidades, mas contrariamente ao conversor utilizado na GS, o conversor empregue na MIDA tem uma potência aproximada de 30% da potência da máquina. O princípio de funcionamento do sistema de controlo PWM dos conversores permite o controlo em amplitude, fase e frequência da forma de onda aos seus terminais [73]. Esta propriedade permite fornecer Potência Reactiva através do rotor e assim dispensar as baterias de condensadores [18,25]. Se a necessidade de Potência Reactiva for suprida através do rotor, o factor de potência no estator pode ser indutivo ou capacitivo. Do exposto conclui-se que o sistema de controlo utilizado na MIDA visa maximizar a potência eléctrica entregue à rede para uma gama variável de velocidades da turbina. Contudo, estes sistemas requerem um controlo dinâmico e preciso, recorrendo-se para tal a electrónica de potência que apresenta complexidade e preços não muito apelativos para implementação a baixas potências [71, 76].

No presente caso de estudo a turbina apresenta uma potência baixa, enquadrando-se na designação de Micro-Hídrica, potências até 5,75 kW [9]. Este facto apresenta-se como uma contrariedade à implementação de MIDA, que são de difícil obtenção para potências tão baixas. Outra contrariedade apresentada pela MIDA para baixas potências é o preço elevado e controlo complexo do conversor à base de electrónica de potência, como demonstrado em [76], não justificando a sua aplicação em sistemas de potência tão baixa [77]. Por sua vez o GS apresenta uma vasta gama de potências comercializadas, sendo que para baixas potências é possível a aquisição de GS ímãs permanentes com elevado número de pólos, suprimindo ou diminuindo o rácio da caixa de velocidades. O desacoplamento “total” em frequência da rede faz com que a faixa de variação de velocidade seja maior que a da MIDA. Tendo em conta o exposto anteriormente, a opção técnica incide sobre o Gerador Síncrono, principalmente devido à baixa potência da máquina requerida para o caso de estudo.

5.4. Índice de Protecção do Gerador

Uma das características importantes e presente nas placas de identificação das máquinas eléctricas é o seu Índice de Protecção (IP), seja a máquina de indução ou síncrona [78]. O IP assume especial importância quando a máquina se encontra a operar em condições adversas, como se verifica no caso de estudo, onde esta pode ser sujeita a de água projectada de todas as direcções não devendo haver penetração. A norma [78] define os graus de protecção dos equipamentos eléctricos por meio das letras características IP seguidas por dois algarismos. O 1º algarismo indica o grau de protecção contra penetração de corpos sólidos estranhos e contacto accidental, o 2º algarismo indica o grau de protecção contra penetração de água no interior do gerador.

A Tabela 5.4 apresenta o significado e a numeração passível de se encontrar na chapa de características de um motor ou gerador eléctrico.

Tabela 5.4 - Índice de protecção dos motores

1º Algarismo	Grau de protecção	2º Algarismo	Grau de protecção
0	Sem protecção	0	Sem protecção;
1	Protegido contra objectos sólidos acima de 50 mm	1	Protegido contra gotas de água na vertical
2	Protegido contra objectos sólidos acima de 12 mm	2	Protegido contra gotas de água para inclinação de 15° com a vertical
3	Protegido contra objectos sólidos acima de 2,5 mm	3	Protegido contra gotas de água para inclinação de 60° com a vertical
4	Protegido contra objectos sólidos acima de 1 mm	4	Protegido contra água projectada em qualquer direcção
5	Protegido contra poeiras	5	Protegido contra jactos de água em todas as direcções
6	Totalmente protegido contra poeiras	6	Protegido contra ondas do mar ou jactos potentes
		7	Protegida contra imersão temporária
		8	Protegida contra imersão permanente

Adaptado de [78]

No presente caso de estudo o gerador estará sujeito a poeiras e a água projectada em todas as direcções, devendo estar protegido contra estes factores, IP65. Este índice de protecção pode não existir para a máquina eleita ou pode representar um incremento

substantial no investimento de aquisição, devendo o gerador ser protegido por um invólucro que garanta este índice de protecção.

5.5. Conclusão

Neste capítulo foram analisadas as máquinas síncrona e assíncrona, quando a funcionar a como gerador de velocidade variável, com intuito de realizar opção técnica a implementar no caso de estudo. Neste âmbito, efectuou-se a caracterização do funcionamento dos dois tipos de máquinas e *a posteriori* avaliaram-se métodos de controlo da qualidade de energia disponibilizada a rede.

A opção técnica foi efectuada tendo em conta os desígnios técnicos das máquinas e as especificações do caso de estudo, recaído a opção sobre o Gerador Síncrono de ímanes permanentes. O GS de ímanes permanentes permite um elevado número de pólos, diminuindo o rácio da caixa de velocidades a implementar entre a turbina e o gerador, e consequentemente o preço de implementação do sistema. O GS apresenta, também, bom comportamento a velocidade variável, com o conversor indispensável para ligação a rede a efectuar o desacoplamento total em frequência do sistema da rede.

Por último foram apresentados os índices de protecção obrigatórios para máquinas eléctricas, definindo-se que para o presente caso de estudo o índice de protecção deverá ser IP65

Capítulo 6

Caso de Estudo: Implementação de Turbina de Superfície - Barcelos.

No capítulo 6 será efectuado o estudo e implementação de uma turbina de superfície e gerador síncrono de ímanes permanentes num contexto de microgeração hídrica de velocidade variável. O local de implementação situa-se no Rio Cavado, Barcelos, tendo o local já sido caracterizado no capítulo 3.

A carência de dados técnicos sobre a turbina implica que esta seja inicialmente dimensionada, sendo posteriormente aferidos os valores característicos de potência, binário e velocidade de rotação numa implementação no local de estudo.

Seguidamente efectuar-se-á a análise e opção técnica a implementar, analisando-se a diversas possibilidades de implementação existentes. A análise inicial incidirá sobre a implementação de apenas um gerador com potência próxima da potência máxima da turbina, sendo o estudo realizado para dois geradores de potências distintas. O segundo caso em análise expõe a implementação de dois grupos geradores de potência intermédia. Finalmente é realizado o estudo económico e apresentada a opção técnico-económica para o caso de estudo

6.1 Turbina - Roda de Água de Fluxo Sub-Axial

A inexistência física da turbina, ou que qualquer tipo de informação técnica sobre a mesma, implica que sejam efectuadas considerações sobre as suas características. Assim sendo, e tendo em conta a equação Eq.4.4, $P = \rho A v^3 c (1 - c)^2$, existe a necessidade de dimensionar e otimizar a área da turbina em contacto com água de forma a maximizar a produção da turbina.

O dimensionamento da área imersa da turbina terá de ter em conta o nível médio no local de estudo, de forma a garantir que a altura da pá seja sempre inferior ao nível mínimo do rio. O nível médio mensal convencional para ano médio, Figura 3.11, atinge o seu mínimo no mês de Setembro com valores próximos de 0,5m, logo estipulou-se uma altura de pá imersa, $h_{pá}$, com sendo de 0,4m.

O eixo de rotação da turbina ficará acima do nível da água, sendo o raio factor importante na obtenção da velocidade angular bem como binário extraído, Eq 4.1 e Eq 4.10 respectivamente, influenciando de forma oposta este dois parâmetro. A Figura 6.1 apresenta a variação do binário desenvolvido e da velocidade de rotação da turbina em função do seu raio. Na elaboração deste estudo a velocidade e o parâmetro c foram considerados constantes.

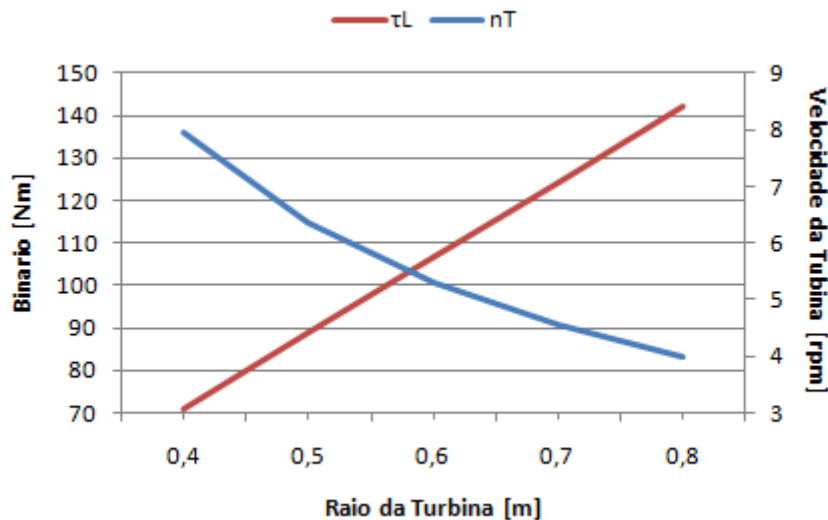


Figura 6.1 - Variação do Binário e Velocidade da Turbina em função do seu Raio

Tendo em conta os valores obtidos e representados na Figura 6.1 definiu-se um raio R igual 0,55m. A largura da turbina, que influirá na área da pá imersa, foi considerada como sendo de 1m. A Figura 6.2 representa a turbina anteriormente dimensionada, sendo que a Figura 6.2 A) apresenta uma vista de perfil e a Figura 6.2 B) vista frontal. O valor de c é estipulado como sendo igual a $1/3$, como determinado no capítulo 4 secção 4.2, obtendo-se assim uma eficiência da turbina aproximada de 30%.

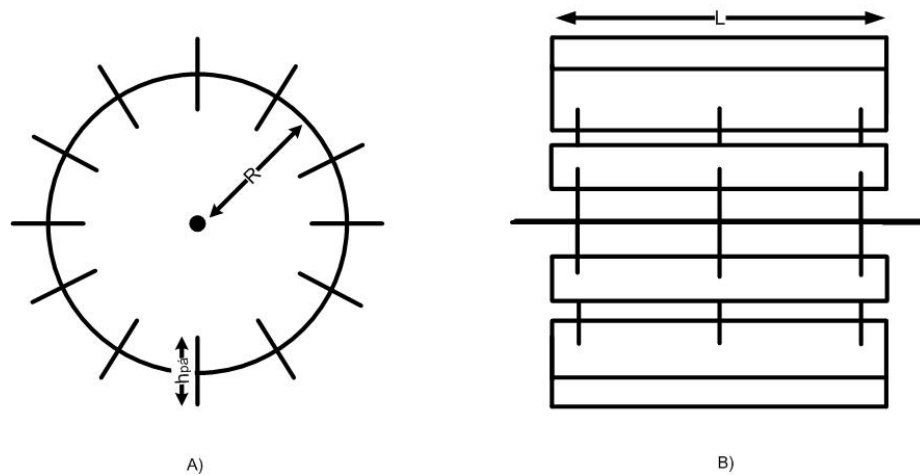


Figura 6.2 - Turbina - A) vista de perfil B) vista frontal

6.2 Cálculo da Potência, Velocidade Angular e Binário da Turbina

Tendo em conta as características da turbina enunciadas na secção anterior podemos aferir a área da pá, recorrendo para tal Eq 6.1.

$$A = L \times h_{pá} = 1 \times 0,4 = 0,4m^2 \quad (\text{Eq.6.1})$$

O valor da densidade da água foi considerada como sendo 1000 Kg m^{-3} , valor que representa a densidade da água pura a 0°C [11]. Os valores mensais da velocidade de corrente da água para ano médio, obtidos na secção 3.7, foram incrementados por um factor de 2, considerando para tal a existência de difusores de incremento de velocidade. A produção estimada para a turbina é apresentada na Tabela 6.1.

Tabela 6.1 - Velocidade da água e potência estimada

	Mês											
	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ
Velocidade (m/s)	3,7	3,6	3,2	3,3	3,2	2,8	2,4	2,2	2,4	2,9	3,3	3,5
Potência (W)	3082	2716	1895	2039	1872	1270	771	651	794	1395	2164	2536

O Figura 6.3 apresenta a variação da potência da turbina em função da velocidade da corrente que afecta directamente a turbina. Como era expectável e referenciado na Secção 4.2, a velocidade é o factor com maior preponderância na obtenção de potência.

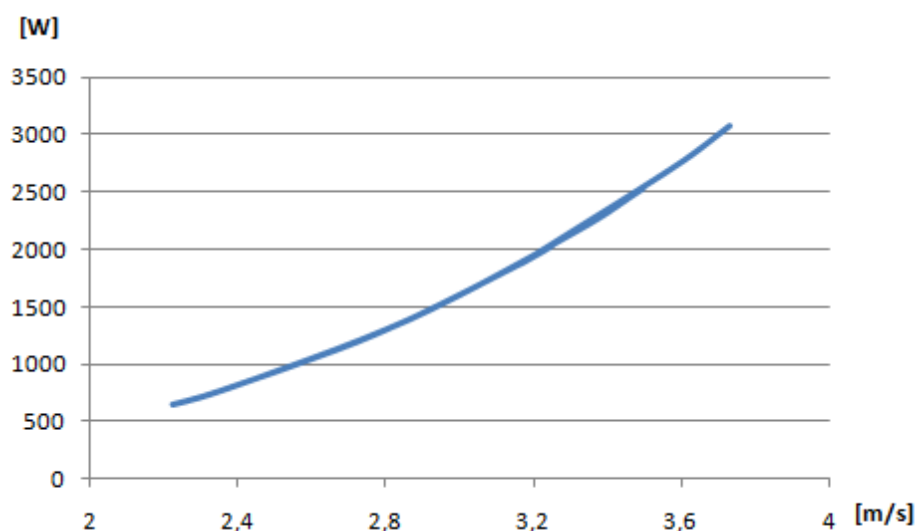


Figura 6.3 - Variação da Potência para ano medido em função da velocidade da água

O cálculo da velocidade angular da turbina é efectuado recorrendo a Eq.4.1, $v' = \omega R = cv$, já o binário desenvolvido pela turbina é obtido recorrendo á Eq.5.10. Os resultados apresentados na Tabela 6.2 traduzem o valores espectáveis para as características hidrológicas do local de estudo para o ano médio e as características da turbina.

Tabela 6.2 - Potência, Velocidade e Binário para ano médio

	Mês											
	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ
P_T (W)	3082	2716	1895	2039	1872	1270	771	651	794	1395	2164	2536
n_T (RPM)	21,6	20,7	18,4	18,8	18,3	16,1	13,6	12,9	13,7	16,6	19,2	20,2
τ_T (Nm)	1362	1252	985	1034	977	754	541	483	552	803	1076	1196

A análise da tabela mostra um comportamento semelhante entre as 3 variáveis em causa devido a preponderância da velocidade na sua obtenção. Como espectável, Janeiro é o mês que apresenta valores mais elevados, sendo Julho, Agosto e Setembro os meses de produção mais reduzida.

6.3 Estudo e Opção Técnico-Económica para Gerador a Implementar no Caso de Estudo

A escolha do Gerador é efectuada tendo em conta as características da turbina, sendo a velocidade de rotação, potência e binário desenvolvidos os factores de maior preponderância na sua escolha. A velocidade de rotação da turbina influirá na razão de transformação da transmissão, por sua vez o binário e a potência desenvolvidos pela turbina serão preponderantes na escolha da potência do motor a utilizar. As máquinas a utilizar no presente caso de estudo são do fabricante “Ginlong Technologies”.

A opção da potência para o gerador a implementar é realizada considerando os valores aferidos para a potência da turbina, secção 6.1, onde se observa uma variação elevada da potência devido a impossibilidade de controlo de velocidade da corrente da água. Com o objectivo de avaliar qual a opção técnico-económica mais viável, o estudo será efectuado tendo em conta dois cenários, um grupo gerador dimensionado para a potência máxima da turbina ou dois geradores de potência intermédia.

6.3.1 Estudo e Dimensionamento de um Grupo Gerador para a Potência Máxima da Turbina

A potência máxima da turbina ocorre no mês de Janeiro, atingindo o valor aproximado de 3.1kW. Analisando as potências nominais dos Geradores da “Ginlong Technologies”, Tabela 6.3, optar-se-ia pelo modelo GL-PMG-3500, que apresenta uma potência de 3500W. Contudo, este gerador pode-se apresentar como um sobredimensionamento, pois apenas o mês de Janeiro apresenta uma produção superior a 3000W, sendo a produção nos restantes meses menor. Uma consulta as características da turbina GL-PMG-1800 de 1800W, revela que esta pode produzir uma potência máxima de 2900W, podendo-se afigurar como uma escolha valida. Assim sendo, o estudo para apenas um grupo gerador incidirá sobre estas duas turbinas, GL-PMG-1800 e GL-PMG-3500.

Tabela 6.3 - Modelos e potências de geradores disponibilizados pelo fabricante Ginlong Techonologies

Modelo	Potência [w]
GL-PMG-1000	1000
GL-PMG-1500	1500
GL-PMG-1800	1800
GL-PMG-3500	3500
GL-PMG-5000	5000
GL-PMG-7500	7500
GL-PMG-12K	12000
GL-PMG-15K	15000

i.) Um grupo gerador - GL-PMG-3500:

A Tabela 6.4 apresenta as principais especificações eléctricas fornecidas pelo fabricante para modelo GL-PMG-3500, que apresenta uma potência de 3500W.

Tabela 6.4 - Especificações Eléctricas do gerador GL-PMG-3500

Especificações Eléctricas	
Potência Nominal [W]:	3500
Velocidade de rotação [RPM]:	250
Binário à potência nominal [Nm]:	150

As especificações eléctricas da máquina incluem o binário à potência nominal, Tabela 6.5, binário necessário fornecer ao gerador quando este se encontra à velocidade de sincronismo de forma a obter a potência nominal. A potência necessária fornecer ao gerador para que este produza a sua potência nominal pode ser aferida de forma semelhante a Eq.4.7, ou seja $P = \tau_{nG} \cdot \omega_G$, e assim calcular o rendimento da máquina.

Tabela 6.5 - Binário, Velocidade e Eficiência nominal para o gerador GL-PMG-3500

n_G [RPM]	250
ω_G [Rad s ⁻¹]	26,2
τ_{nG} [Nm]	150
P_M [W]	3927
P_{nG}	3500
ε	90%

Onde:

- n_G é velocidade de rotação do gerador [RPM];
- ω_G é a velocidade angular do gerador [Rad s⁻¹];
- τ_{nG} é o binário nominal do gerador [Nm];
- P_M é potência mecânica a fornecer ao gerador a velocidade nominal para obter potência nominal [W];
- P_{nG} é a potência nominal do gerador [W];
- ε é a eficiência da máquina a velocidade e a potência nominal;

O fabricante disponibiliza também o binário necessário fornecer ao gerador e potência gerada em função da velocidade, Figura 6.4 e Figura 6.5 respectivamente.

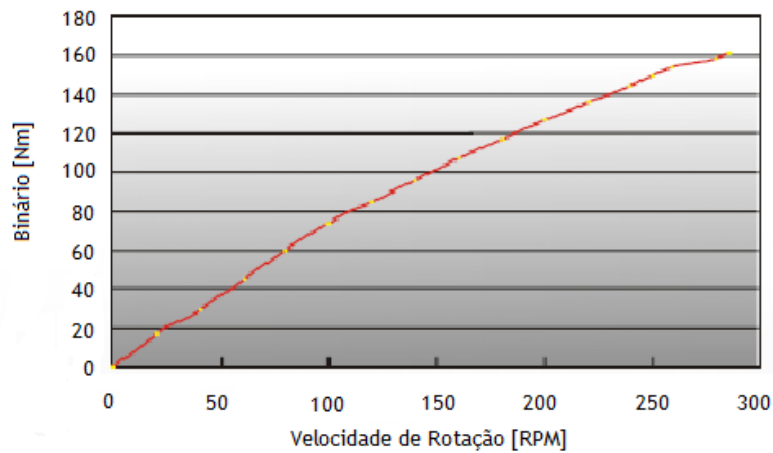


Figura 6.4 - Binário de entrada para o gerador GL-PMG-3500 PMG em função da velocidade de rotação

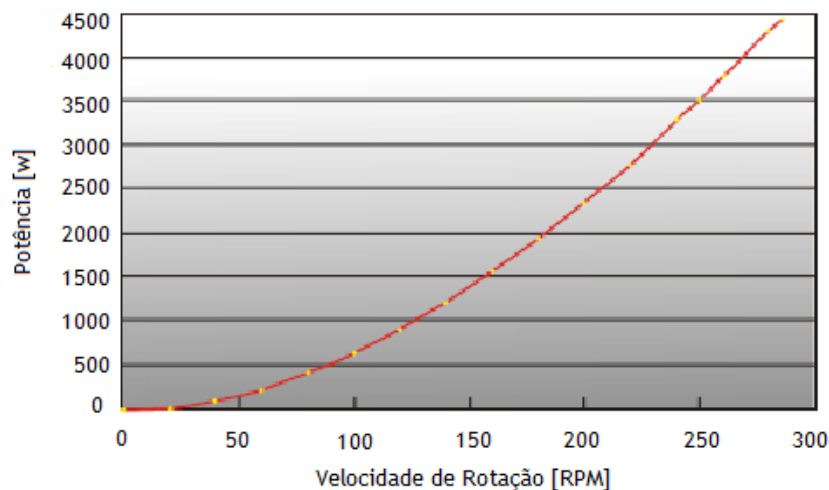


Figura 6.5 - Potência produzida pelo gerador GL-PMG-3500 PMG em função da velocidade de rotação

Uma análise cuidadosa das figuras anteriores verifica que o binário necessário fornecer a turbina tem uma ascendência aproximadamente linear, contrariamente a potência produzida que apenas revela um comportamento linear a partir das 150RPM. Tal facto implica que a turbina apresente uma eficiência menor que a calculada na tabela 6.5 para velocidades abaixo das 150RPM. Velocidades superiores a 150RPM apresentam uma eficiência aproximada da eficiência obtida a velocidade nominal.

A baixa velocidade da turbina provoca a utilização de uma transmissão para a aumentar a velocidade de rotação a que é accionado o gerador. O aumento da velocidade pode ser feito com recurso a um sistema de transmissão semelhante ao apresentado na Secção 4.4, sendo

que o dimensionamento do rácio de transformação deve ser criterioso, garantindo, sempre que possível, disponibilizar o binário mínimo para a velocidade de rotação em questão. A tabela 6.6 apresenta o binário e a velocidade de rotação disponibilizada ao gerador através de uma transmissão com um rácio de incremento de velocidade (1:8). A potência disponibilizada ao gerador vem afectada da eficiência da transmissão, 95%.

Tabela 6.6 - Binário e velocidade disponibilizados ao gerador após modelação por uma transmissão de rácio de incremento de velocidade (1:8)

	Mês											
	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ
P_{Tb}	3082	2716	1895	2039	1872	1270	771	651	794	1395	2164	2536
n_T	21,6	20,7	18,4	18,8	18,3	16,1	13,6	12,9	13,7	16,6	19,2	20,2
τ_T	1362	1252	985	1034	977	754	541	483	552	803	1076	1196
n_G	172,8	165,7	147,0	150,6	146,4	128,6	108,9	102,9	110,0	132,7	153,6	162,0
τ_G	161,8	148,7	117,0	122,8	116,0	89,6	64,2	57,4	65,5	95,3	127,8	142,1

Onde:

- P_{Tb} é a potência da turbina para ano médio [W];
- n_T velocidade de rotação da turbina [RPM];
- τ_T binário da turbina [Nm];
- n_G velocidade de rotação do gerador [RPM];
- τ_G binário disponibilizado ao gerador [Nm];

A Figura 6.6 apresenta a comparação entre o binário de entrada estipulado pelo fornecedor e o binário disponibilizado ao gerador, ambos em função da velocidade de rotação.

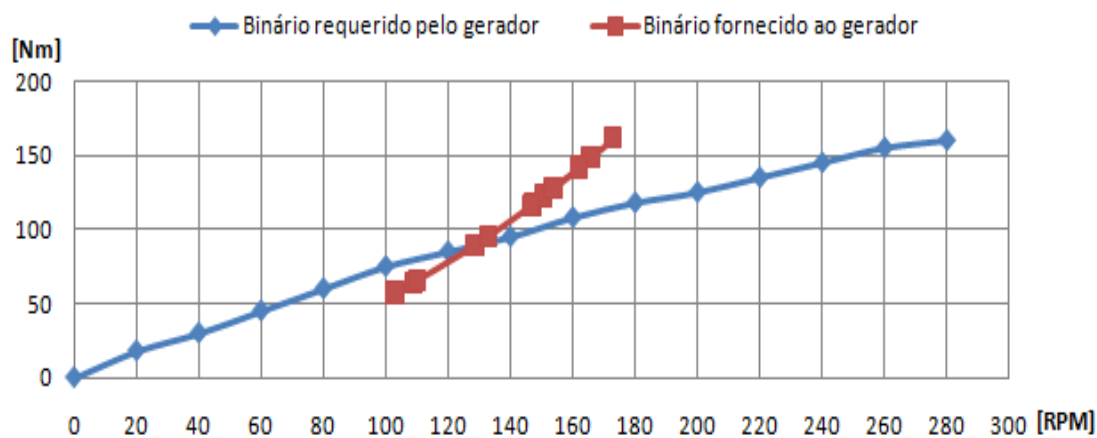


Figura 6.6 - Binário requerido e binário fornecido ao gerador em função da velocidade de rotação

Uma análise a Figura 6.6 mostra que existem 10 meses com binários disponibilizados diferentes dos binários requeridos pelo gerador, 3 onde o binário é inferior e 7 onde este é superior ao binário requerido. Este facto não impede a produção de energia eléctrica mas implica uma perda de eficiência por parte do gerador. O valor estimado da potência produzida para ano médio, tendo em conta variação de eficiência, é apresentado na Tabela 6.7.

Tabela 6.7 - Energia produzida em ano médio

	Mês											
	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ
P_{Tb}	3082	2716	1895	2039	1872	1270	771	651	794	1395	2164	2536
P_G	1954	1607	1121	1552	1504	1074	522	441	537	1179	1646	1930
ϵ_M	63,4%	59,2%	59,2%	76,1%	80,3%	84,6%	67,6%	67,6%	67,6%	84,6%	76,1%	76,1%
E	1,5E+06	1,1E+06	8,3E+05	1,1E+06	1,1E+06	7,7E+05	3,9E+05	3,3E+05	3,9E+05	8,8E+05	1,2E+06	1,4E+06

Onde:

- P_{Tb} é a potência da turbina para ano médio [w];
- P_G é a potência gerada em ano médio [W];
- ϵ_M é a eficiência média de todo o sistema para ano médio;
- E é a energia produzida [Wh];

A tabela 6.8 apresenta o valor de energia total produzida para ano médio e a eficiência média do sistema, onde se estima uma produção de aproximadamente 11MWh.

Tabela 6.8 - Energia total e eficiência global do sistema para ano médio para o gerador

GL-PMG-3500	
ϵ_{MS}	72 %
E_T [MWh]	11

ii.) Um grupo gerador - GL-PMG-1800

O estudo de um grupo gerador constituído por um gerador GL-PMG-1800 é realizado de forma semelhante ao executado para a turbina GL-PMG-3500. A Tabela 6.9 apresenta as principais especificações eléctricas fornecidas pelo fabricante para o modelo GL-PMG-1800.

Tabela 6.9 - Especificações Eléctricas do gerador GL-PMG-1800

Especificações Eléctricas	
Potência Nominal [W]:	1800
Velocidade de rotação [RPM]:	480
Binário à potência nominal [Nm]:	44,5

A eficiência do gerador à potência e velocidade nominal é apresentada na Tabela.10. Eficiência obtida com base nas características técnicas proporcionadas pelo fornecedor.

Tabela 6.10 - Binário, Velocidade e Eficiência nominal para os geradores GL-PMG-1800

GL-PMG-1800	
GL-PMG-1800	
n_G [RPM]	480
ω_G [Rad s ⁻¹]	50,3
τ_{nG} [Nm]	44,5
P_M [W]	2237
P_{nG}	1800
ε	80%

Onde:

- n_G é velocidade de rotação do gerador [RPM];
- ω_G é a velocidade angular do gerador [Rad s⁻¹];
- τ_{nG} é o binário nominal do gerador [Nm];
- P_M é potência mecânica a fornecer ao gerador a velocidade nominal para obter potência nominal [W];
- P_{nG} é a potência nominal do gerador [W];
- ε é a eficiência da máquina a velocidade e a potência nominal;

A Tabela 6.11 apresenta o binário e a velocidade de rotação disponibilizada ao gerador através de uma transmissão com um rácio de incremento de velocidade (1:18). A potência disponibilizada ao gerador vem afectada da eficiência da transmissão, 95%.

Tabela 6.11 - Binário e velocidade disponibilizados ao gerador após modelação por uma transmissão de rácio de incremento de velocidade (1:18)

	Mês											
	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ
P_{Tb}	3082	2716	1895	2039	1872	1270	771	651	794	1395	2164	2536
n_T	21,6	20,7	18,4	18,8	18,3	16,1	13,6	12,9	13,7	16,6	19,2	20,2
τ_T	1362	1252	985	1034	977	754	541	483	552	803	1076	1196
n_G	324,0	310,7	275,5	282,4	274,4	241,1	204,2	193,0	206,2	248,8	288,0	303,7
τ_G	72,7	66,8	52,5	55,2	52,1	40,2	28,9	25,8	29,4	42,8	57,4	63,8

Onde:

- P_{Tb} é a potência da turbina para ano médio [W];
- n_T velocidade de rotação da turbina [RPM];
- τ_T binário da turbina [Nm];
- n_G velocidade de rotação do gerador [RPM];
- τ_G binário disponibilizado ao gerador [Nm];

A Figura 6.7 apresenta a comparação entre o binário de entrada estipulado pelo fornecedor e o binário disponibilizado ao gerador, ambos em função da velocidade de rotação.

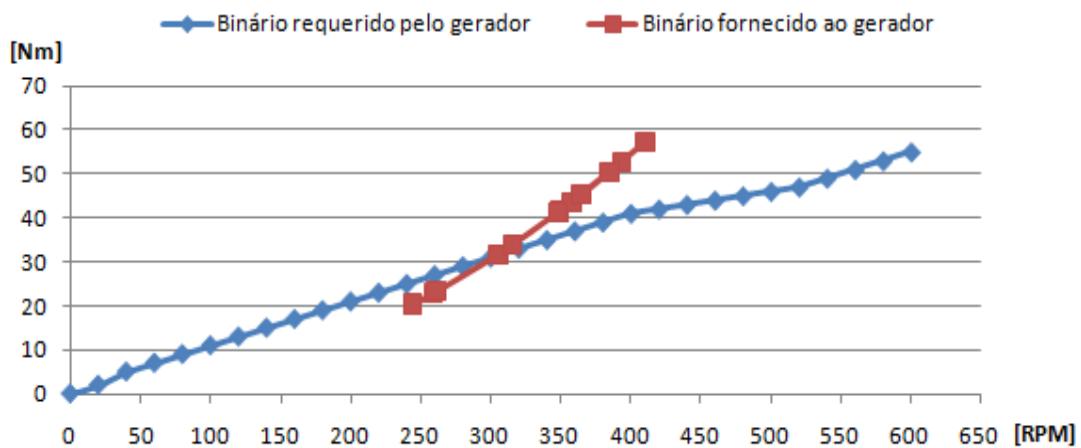


Figura 6.7 - Binário requerido e binário fornecido ao gerador em função da velocidade de rotação

O comportamento apresentado pela máquina de 1800W, Figura 6.7, é em tudo semelhante ao comportamento da máquina 3500W, apresentando 3 meses com défice de binário e 7 meses com binário superior ao requerido pela máquina. A Tabela 6.12 apresenta a energia mensal estimada e a eficiência apresentada pelo gerador para ano médio, onde se

pode verificar uma diminuição de ambos os parâmetros comparativamente com os valores aferidos para o gerador de 3500W.

Tabela 6.12 - Energia produzida em ano médio

	Mês											
	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ
P_{tb}	3082	2716	1895	2039	1872	1270	771	651	794	1395	2164	2536
P_G	1479	1217	849	1175	1138	813	395	333	407	892	1246	1461
ϵ_M	48,0%	44,8%	44,8%	57,6%	60,8%	64,0%	51,2%	51,2%	51,2%	64,0%	57,6%	57,6%
E	1,1E+06	8,2E+05	6,3E+05	8,5E+05	8,5E+05	5,9E+05	2,9E+05	2,5E+05	2,9E+05	6,6E+05	9,0E+05	1,1E+06

Onde:

- P_{tb} é a potência da turbina para ano médio [w];
- P_G é a potência gerada em ano médio [W];
- ϵ_M é a eficiência média de todo o sistema para ano medo;
- E é a energia produzida [Wh];

A tabela 6.13 apresenta o valor da energia total produzida para ano médio e a eficiência média global do sistema, onde se pode observar a diminuição dos dois parâmetros quando comparados com os valores avaliados para o gerador de 3500W.

Tabela 6.13 - Energia total e eficiência global do sistema para ano médio para o gerador

GL-PMG-1800

ϵ_{MS}	54%
E_T [MWh]	8,3

Pode-se assim concluir que um gerador de 1800W não se representa como uma mais-valia a nível de produção e de eficiência, produzindo aproximadamente 75% da energia anual do gerador de 3500W. Contudo, uma análise económica dos dois equipamentos pode revelar diferenças apreciáveis entre as duas máquinas que justifiquem a implementação do sistema composto por um gerador de 1800W.

6.3.2 Estudo e Dimensionamento de Dois Grupo Geradores de Potência Intermédia

Analisando as potências nominais dos Geradores da “Ginlong Technologies”, Tabela 6.3, o estudo de dois grupos geradores de potência intermédia recai essencialmente sobre duas opções, GL-PMG-1500 e GL-PMG-1800. A análise a efectuar parte do princípio que a solução a aplicar é constituída por dois geradores de igual potência, já que dois geradores de potências diferentes iriam implicar duas transmissões, de forma a otimizar a eficiência das máquinas. O uso de duas transmissões inflacionaria o custo e complexidade do sistema.

i.) Dois geradores GL-PMG-1500 - Potência instalada de 3000W

A Tabela 6.14 apresenta as principais especificações eléctricas fornecidas pelo fabricante para o modelo GL-PMG-1800.

Tabela 6.14 - Especificações Eléctricas do gerador GL-PMG-1500

Especificações Eléctricas	
Potência Nominal [W]:	1500
Velocidade de rotação [RPM]:	500
Binário à potência nominal [Nm]:	35

A eficiência do gerador à potência e velocidade nominal é apresentada na Tabela.6.15. Eficiência obtida com base nas características técnicas proporcionadas pelo fornecedor

Tabela 6.15 - Binário, Velocidade e Eficiência nominal para os geradores GL-PMG-1500

GL-PMG-1500	
n_G [RPM]	550
ω_G [Rad s ⁻¹]	57,6
τ_{nG} [Nm]	35
P_M [W]	2016
P_{nG}	1500,0
ϵ	74,4%

Onde:

- n_G é velocidade de rotação do gerador [RPM];
- ω_G é a velocidade angular do gerador [Rad s⁻¹];
- τ_{nG} é o binário nominal do gerador [Nm];

- P_M é potência mecânica a fornecer ao gerador a velocidade nominal para obter potência nominal [W];
- P_{nG} é a potência nominal do gerador [W];
- ε é a eficiência da máquina a velocidade e a potência nominal;

A Tabela 6.16 apresenta o binário e a velocidade de rotação disponibilizada aos geradores através de uma transmissão com um rácio de incremento de velocidade (1:20) e considera-se que a transmissão é comum aos dois geradores. A potência disponibilizada vem afectada da eficiência da transmissão, 95%.

Tabela 6.16 - Binário e velocidade disponibilizados aos geradores após modelação por uma transmissão de rácio de incremento de velocidade (1:20)

	Mês											
	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ
P_{Tb}	3082	2716	1895	2039	1872	1270	771	651	794	1395	2164	2536
n_T	21,6	20,7	18,4	18,8	18,3	16,1	13,6	12,9	13,7	16,6	19,2	20,2
τ_T	1362	1252	985	1034	977	754	541	483	552	803	1076	1196
n_G	432,0	414,2	367,4	376,5	365,9	321,5	272,3	257,3	274,9	331,7	384,0	404,9
τ_G	54,5	50,1	39,4	41,4	39,1	30,2	21,6	19,3	22,1	32,1	43,0	47,9

Onde:

- P_{Tb} é a potência da turbina para ano médio [W];
- n_T velocidade de rotação da turbina [RPM];
- τ_T binário da turbina [Nm];
- n_G velocidade de rotação do gerador [RPM];
- τ_G binário disponibilizado ao gerador [Nm];

A Figura 6.8 apresenta o binário de entrada estipulado pelo fornecedor para um gerador e o binário disponibilizado aos geradores pela transmissão, ambos em função da velocidade de rotação.

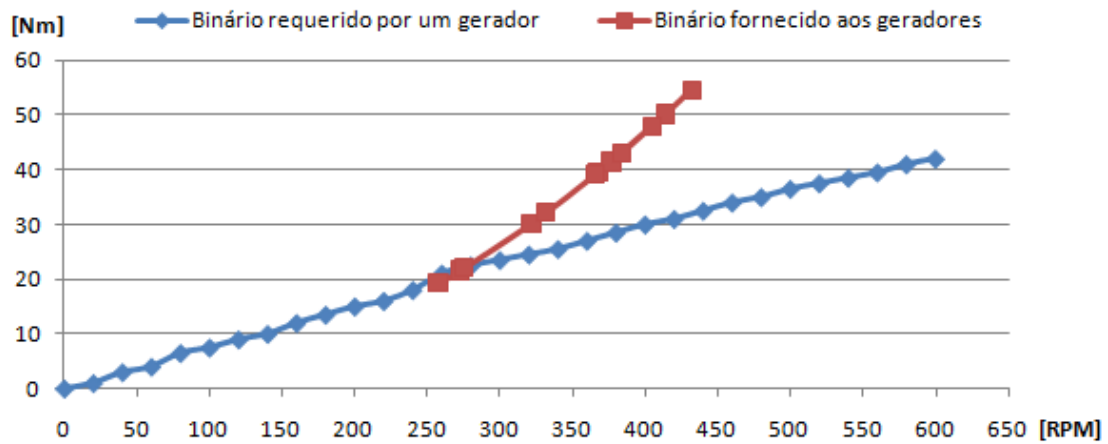


Figura 6.8 - Binário requerido por um gerador de 1500W e binário fornecido aos geradores, ambos em função da velocidade de rotação

A Tabela 6.17 apresenta a energia mensal estimada para ano médio e a eficiência apresentada pelo grupo gerador. Os valores apresentados em *itálico* representam a produção com apenas um gerador, meses de Junho a Outubro inclusive, sendo que nos restantes meses a produção efectua-se com recurso aos dois geradores

Tabela 6.17 - Energia produzida em ano médio para grupo gerador constituído por dois geradores de 1500W

	Mês											
	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ
P_{Tb}	3082	2716	1895	2039	1872	<i>1270</i>	<i>771</i>	<i>651</i>	<i>794</i>	<i>1395</i>	2164	2536
P_G	1551	1367	785	1175	776	<i>601</i>	<i>457</i>	<i>386</i>	<i>470</i>	<i>660</i>	961	1201
ϵ_M	50,3%	50,3%	41,4%	57,6%	41,4%	<i>47,4%</i>	<i>59,2%</i>	<i>59,2%</i>	<i>59,2%</i>	<i>47,4%</i>	44,4%	47,4%
E	1,2E+06	9,2E+05	5,8E+05	8,5E+05	5,8E+05	<i>4,3E+05</i>	<i>3,4E+05</i>	<i>2,9E+05</i>	<i>3,4E+05</i>	<i>4,9E+05</i>	6,9E+05	8,9E+05

Onde:

- P_{tb} é a potência da turbina para ano médio [W];
- P_G é a potência gerada em ano médio [W];
- ϵ_M é a eficiência média de todo o sistema para ano médio;
- E é a energia produzida [Wh];

A tabela 6.18 apresenta o valor da energia total produzida para ano médio e a eficiência média global do sistema.

Tabela 6.18 - Energia total e eficiência global do grupo composto por dois geradores de 1500W

ϵ_{MS}	50%
E_T [MWh]	7,6

ii.) Dois geradores GL-PMG-1800

As principais características eléctricas e eficiência do gerador já foram anteriormente estudadas, Tabela 6.9 e Tabela 6.10 respectivamente, efectuando-se agora apenas o estudo subsequente. A Tabela 6.19 apresenta o binário e a velocidade de rotação disponibilizada aos geradores através de uma transmissão com um rácio de incremento de velocidade (1:17) e considera-se que a transmissão é comum aos dois geradores. A potência disponibilizada vem afectada da eficiência da transmissão, 95%.

Tabela 6.19 - Binário e velocidade disponibilizados aos geradores após modelação por uma transmissão de rácio de incremento de velocidade (1:17)

	Mês											
	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ
P_{Tb}	3082	2716	1895	2039	1872	1270	771	651	794	1395	2164	2536
n_T	21,6	20,7	18,4	18,8	18,3	16,1	13,6	12,9	13,7	16,6	19,2	20,2
τ_T	1362	1252	985	1034	977	754	541	483	552	803	1076	1196
n_G	367,2	352,1	312,3	320,0	311,0	273,3	231,4	218,7	233,7	281,9	326,4	344,2
τ_G	64,1	58,9	46,4	48,7	46,0	35,5	25,5	22,7	26,0	37,8	50,6	56,3

Onde:

- P_{Tb} é a potência da turbina para ano médio [W];
- n_T velocidade de rotação da turbina [RPM];
- τ_T binário da turbina [Nm];
- n_G velocidade de rotação do gerador [RPM];
- τ_G binário disponibilizado ao gerador [Nm];

A Figura 6.9 apresenta o binário de entrada estipulado pelo fornecedor para um gerador e o binário disponibilizado aos geradores pela transmissão, ambos em função da velocidade de rotação.

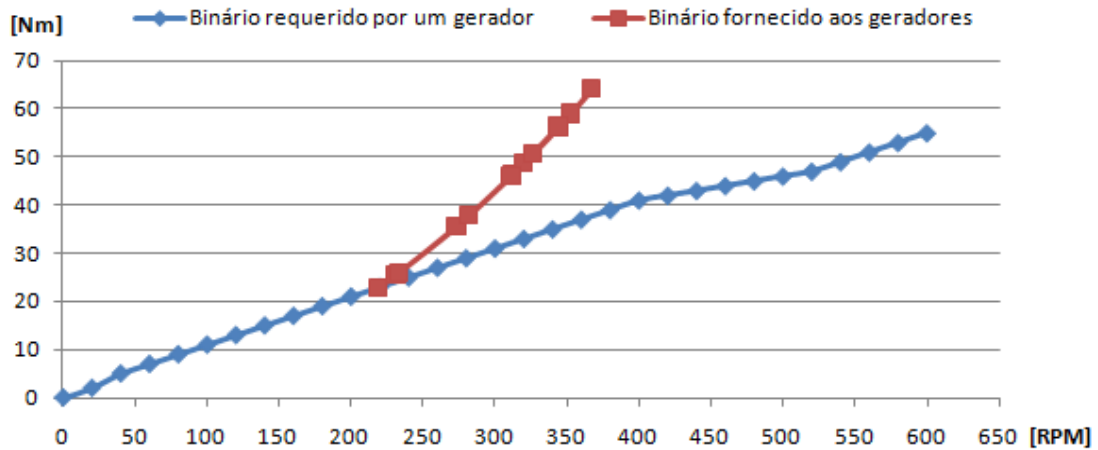


Figura 6.9 - Binário requerido por um gerador de 1800W e binário fornecido aos geradores, ambos em função da velocidade de rotação

A Tabela 6.20 apresenta a energia mensal estimada para ano médio e a eficiência apresentada pelo grupo gerador. Os valores apresentados em *itálico* representam a produção com apenas um gerador, meses de Junho a Outubro inclusive, sendo que nos restantes meses a produção efectua-se com recurso aos dois geradores

Tabela 6.20 - Energia produzida em ano médio para grupo gerador constituído por dois geradores de 1800W

	Mês											
	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ
P_{tb}	3082	2716	1895	2039	1872	<i>1270</i>	<i>771</i>	<i>651</i>	<i>794</i>	<i>1395</i>	2164	2536
P_G	1736	1425	897	992	839	<i>674</i>	<i>494</i>	<i>417</i>	<i>508</i>	<i>768</i>	1108	1331
ϵ_M	56,3%	52,5%	47,4%	48,6%	44,8%	<i>53,1%</i>	<i>64,0%</i>	<i>64,0%</i>	<i>64,0%</i>	<i>55,0%</i>	51,2%	52,5%
E	1,3E+06	9,6E+05	6,7E+05	7,1E+05	6,2E+05	<i>4,9E+05</i>	<i>3,7E+05</i>	<i>3,1E+05</i>	<i>3,7E+05</i>	<i>5,7E+05</i>	8,0E+05	9,9E+05

Onde:

- P_{tb} é a potência da turbina para ano médio [W];
- P_G é a potência gerada em ano médio [W];
- ϵ_M é a eficiência média de todo o sistema para ano médio;
- E é a energia produzida [Wh];

A tabela 6.21 apresenta o valor da energia total produzida e a eficiência média global

Tabela 6.21 - Energia total e eficiência global do grupo composto por dois geradores de 1800W

ϵ_{MS}	54 %
E_T [MWh]	8,1

6.3.3 Opção Técnico-Económica para Gerador a Implementar no Caso de Estudo

A opção técnico-económica será realizada tendo em conta o preço orientador para os 3 geradores avaliados anteriormente e a remuneração espectável para a energia total produzida em ano médio. Os regimes remuneratórios para micro-produtores encontram-se definidos e regulamentados pelo Decreto-lei 118-A de 25 de Outubro de 2010, onde são estabelecidos o regime geral e regime bonificado [11]. Para aceder ao regime bonificado é necessário que o micro-produtor preencha os seguintes requisitos:

- a) A potência de ligação da respectiva unidade de microprodução não seja superior a 3,68kW;
- b) A unidade de micro-produção utilize uma das fontes de energia renovável;
- c) O local de consumo associado à micro-produção disponha de colectores solares térmicos com um mínimo de 2 m² de área útil de colector ou de caldeira a biomassa com produção anual de energia térmica equivalente;

O presente caso de estudo preenche os dois primeiros requisitos para aceder ao regime bonificado, necessitando contudo de possuir colectores solares ou caldeira de biomassa. A inclusão de colectores solares térmicos pode ser justificada pelo preço aferido pelo microprodutor ao abrigo do regime bonificado. A tarifa é aplicável durante um total de 15 anos subdivididos em dois períodos, o primeiro com a duração de 8 anos e o segundo com a duração dos subsequentes 7 anos, ingressando posteriormente no regime remuneratório geral [11]. A tarifa de referência é fixada em 400 €/MWh para o primeiro período e em 240 €/MWh para o segundo período, sendo o valor de ambas as tarifas sucessivamente reduzido anualmente em 20 €/MWh [11]. A tarifa a aplicar varia consoante o tipo de energia primária utilizada, sendo que para energia Hídrica é de 40 % das tarifas de referência.

A Tabela 6.22 apresenta as tarifas aplicadas ao regime bonificado, como vigente em [11], e a tarifa aplicada em regime geral. A tarifa em regime geral foi calculada com base na tarifa de venda a clientes finais em BTN ($\leq 20,7$ kVA) actual e em vigor em [82], 0,1326 €/kWh, supondo

taxa de inflação de 1% ao ano. De salientar que se o valor do regime bonificado for inferior ao do regime geral o produtor afere o valor do regime geral

Tabela 6.22 - Tarifas em Regime bonificado e Regime geral

Ano de fornecimento	Regime bonificado [€/MWh]		Regime geral [€/MWh]
	Tarifa de referência	Tarifa de referência para hídrica	
1	400,00 €	160,00 €	132,60 €
2	380,00 €	152,00 €	133,93 €
3	360,00 €	144,00 €	135,27 €
4	340,00 €	136,00 €	136,62 €
5	320,00 €	128,00 €	137,98 €
6	300,00 €	120,00 €	139,36 €
7	280,00 €	112,00 €	140,76 €
8	260,00 €	104,00 €	142,17 €
9	240,00 €	96,00 €	143,59 €
10	220,00 €	88,00 €	145,02 €
11	200,00 €	80,00 €	146,47 €
12	180,00 €	72,00 €	147,94 €
13	160,00 €	64,00 €	149,42 €
14	140,00 €	56,00 €	150,91 €
15	120,00 €	48,00 €	152,42 €

Uma análise da tabela anterior revela que o regime bonificado para energia hídrica só compensa nos 3 primeiros anos.

A Tabela 6.23 apresenta o estudo económico em função do custo associado a cada gerador e conversor, bem como Energia Total para ano médio (E_T). É também apresentado o número de anos espectável para o retorno do investimento e o lucro a 20 anos, tempo de vida do gerador garantido pelo fabricante. As tarifas e valor aferidos para ano médio são referentes a um produtor ao abrigo do regime geral, não se considerando a inflação na obtenção do valor tarifado. Os custos apresentados para o gerador e conversor são meramente orientadores e indicativos, tendo estes valores sido obtidos online em [83, 84], podendo o seu valor divergir de fornecedor para fornecedor.

Tabela 6.23 - Estudo Económico

	Custo		E_T [MWh]	Regime Geral -1ºano		PR [anos]	TIR 15 Anos
	Gerador	Conversor		Tarifa	Valor aferido		
GL-PMG-3500	1.400 €	1.200 €	11,0	132,60 €	1.455 €	1,8	57%
GL-PMG-1800	570 €	790€	8,3	132,60 €	1.102 €	1,2	82%
2xGL-PMG-1500	880 €	1.200 €	7,6	132,60 €	1.002 €	2,1	49%
2xGL-PMG-1800	1.140€	1.200 €	8,1	132,60 €	1.079 €	2,2	47%

Onde

- E_T é a energia total produzida para ano médio [MWh]
- PR é período de retorno de investimento em anos
- TIR é a Taxa Interna de Rentabilidade

A análise ao estudo económico apresentado na Tabela 6.23 revela que a opção com maior TIR e menor período de retorno de investimento é a opção constituída por um gerador de 1800W, GL-PMG-1800. Não obstante, a opção por um gerador de 3500W é também ela atraente, apesar de necessitar de um maior investimento apresenta uma maior produção. Tendo em conta os resultados obtidos, e fundamentado a escolha apenas num carácter económico, o gerador a implementar no caso de estudo passa pela utilização do gerador GL-PMG-1800

6.4 Conclusão:

No presente capítulo foi realizado o estudo do GS de ímanes permanentes para implementação num contexto de microgeração hídrica de velocidade variável. Inicialmente dimensionou-se um turbina do tipo Roda de Água de fluxo Sub-Axial, determinando-se a sua potência, binário e velocidade de rotação quando implementada no Rio Cavado, Barcelos, tendo o local já sido caracterizado no capítulo 3.

Seguidamente efectuou-se a análise da opção técnica a implementar, estudando-se a possibilidade de implementação de apenas um gerador com potência próxima da potência máxima da turbina, ou dois grupos geradores de potência intermédia. Finalmente foi realizado o estudo económico como forma de validar a opção técnica a utilizar, recaindo a opção sobre GL-PMG-1800.

Capítulo 7

Conclusões e Trabalhos Futuros

Neste capítulo serão descritas as conclusões retiradas do Procedimento executado para a Opção Técnico-Económica para uma Turbina Hídrica de Superfície, no âmbito da geração descentralizada de Energia. Identificar-se-ão desafios e soluções técnicas inerentes a implementação de uma turbina de fluxo Sub-Axial ligada a rede eléctrica.

Por último são apresentadas propostas de trabalho e desenvolvimentos futuros resultantes da execução da deste trabalho.

7.1 - Conclusões

Este trabalho apresenta o enquadramento e importância dos pequenos aproveitamentos hidroeléctricos na perspectiva da geração dispersa de energia eléctrica, anunciando os parâmetros legislativos e técnicos que regem este tipo de produção.

O desenvolvimento das energias renováveis e promoção da eficiência energética tem objectivos ambiciosos em Portugal, assumindo um papel preponderante na diminuição do consumo de combustíveis fósseis e na diminuição dos impactos ambientais causados pelo consumo exacerbado de energia. A nível económico, a estratégia nacional contempla instrumentos de apoio à implementação, desenvolvimento e investigação de tecnologia no domínio das energias renováveis e da promoção da eficiência energética, visando também o incremento das exportações nesses domínios. O recurso a fontes renováveis de energia diminui a dependência externa do País, as importações e equilibra a balança comercial

Com o objectivo de contribuir de uma forma positiva para esta nova realidade, realizou-se o Procedimento para Opção Técnico-Económica para uma Turbina Hídrica de Superfície, no âmbito da geração descentralizada de electricidade. O procedimento executado contribui para o estudo e caracterização da microprodução hídrica, que ainda não apresenta grande

implementação em Portugal Como fonte alternativa de energia, o estudo e implementação de uma turbina de fluxo Sub-Axial implica vários desafios, de entre os quais se destacam:

- **Análise do recurso hídrico** - A caracterização hidrológica permite qualificar o recurso e a sua disponibilidade ao longo do ano, possibilitando a avaliar o local, determinar potencial energético anual e suas características. Os parâmetros de maior preponderância nesta análise são caudal e velocidade da corrente.
- **Comportamento dinâmico, Eficiência e potência disponibilizada pela Turbina** - A análise do modelo de turbina é fundamental para determinar e caracterizar a sua potência e a velocidade de rotação em função da velocidade da água que por ela passa. Características do sistema como eficiência, estabilidade e capacidade de incremento de velocidade do fluxo de água devem ser avaliadas.
- **Opção técnica do gerador a implementar** - A caracterização do comportamento dos diversos tipos de geradores nas condições de implementação é indispensável. Permite determinar potência e estimar produção anual, bem como avaliar métodos de controlo da qualidade de energia disponibilizada a rede. Correcta escolha de índice de protecção do gerador diminui manutenção aumenta o tempo de vida do sistema.

No desenvolvimento trabalho surgiram vários entraves, essencialmente na obtenção de valores associado a implantação de uma turbina hídrica de superfície e a tipologia e custo de geradores a implementar. Tais factos levaram a que se estipulasse um caso de estudo, com o objectivo de caracterizar recurso hídrico e aferir as limitações técnicas do equipamento a utilizar, bem como analisar viabilidade Económica do projecto.

A análise do caso de estudo permitiu verificar que a disponibilidade do recurso hidrológico apresenta uma variação estocástica ao longo do ano, sendo a variação de aproximadamente 40%. O cariz variável do caudal e da velocidade da água faz com que a turbina de superfície apresente uma produção intermitente ao longo do ano, em grande parte devido a impossibilidade de controlo do fluxo de água que a afecta directamente.

A turbina de fluxo Sub-Axial apresenta uma baixa eficiência, aproximadamente 30%, contudo apresenta impactos ambientais pequenos, uma vez que não exige armazenamento ou desvio do curso de água. A diminuição da eficiência da turbina, devido a variação de caudal, pode ser colmatada com a utilização de flutuadores e difusores de água, mantendo a área emersa da turbina constante ao longo do ano e aumentando a velocidade do fluxo de água. A baixa velocidade de rotação apresentada pela turbina implica a utilização de uma transmissão de incremento de velocidade, que no caso de baixos rácios podem ser utilizadas transmissões por polias

A análise das características dos geradores actuais, quando a operar a velocidade variável, verificou que existem soluções tecnológicas que dão resposta a este tipo de condições. Confirmou-se também, a existência no mercado de equipamentos capazes de responder as condições impostas pela turbina e de manter a qualidade de energia fornecida a rede. No caso de estudo optou-se por um Gerador Síncrono de ímanes permanentes, essencialmente pela possibilidade de funcionamento ininterrupto, baixo rácio de incremento de velocidade exigido e manutenção reduzida. Este estudo revelou ainda que a potência passível de se extrair dificilmente superará os 10kW, revelando-se contudo economicamente viável.

Cada projecto de investimento apresenta-se como específico e dependente das características do recurso hídrico, não devendo ser generalizadas situações nem opções técnicas a implementar. O carácter irregular das principais variáveis a ter em consideração implica o seu estudo e análise. Valores médios, máximos e mínimos da velocidade da água, tempo de funcionamento e produção espectável do gerador, e custos associados a implementação do sistema são apenas alguns dos pontos a ter em consideração numa análise de viabilidade deste tipo de projectos.

7.2 Principais Contribuições e Trabalhos Futuros

Actualmente, Política energética nacional e os regimes jurídicos vigentes incentivam e promovem a produção descentralizada de electricidade em baixa tensão por particulares, bem como a investigação científica nesta área. O presente trabalho pretende trazer uma mais-valia no nicho de mercado que é a microgeração hídrica, onde se exalta a quase inexistência de projectos de referência e a dificuldade em encontrar estudos relacionados com a sua viabilidade e implementação. O estabelecer do Procedimento para Opção Técnico-Económica para Turbina Hídrica de Superfície apresenta por si só um contributo positivo e inovador nesta área, visto esta ser uma temática recente e de implementação quase nula em Portugal. O trabalho realizado determinou os procedimentos necessários realizar na avaliação de projectos de microgeração hídrica, apresentado as principais variáveis que influenciam o seu desempenho energético e viabilidade económica, com especial ênfase para a caracterização hidrológica do local, comportamento dinâmico e eficiência da turbina, bem como tipologia de gerador a utilizar. As conclusões retiradas neste trabalho realçam o carácter específico de cada projecto, podendo a ajudar e impulsionar novos estudos, projectos e investimentos na área.

Como alternativa emergente de fonte de energia, a microgeração Hídrica apresenta desafios e contingências inerentes ao seu carácter disperso e a baixa implementação em Portugal. Os resultados encorajadores obtidos neste trabalho identificam e incentivam possíveis trabalhos futuros que, podem tanto englobar uma análise teórica, como a simulação dos desafios em diferentes situações práticas. Os principais trabalhos futuros identificados por este trabalho incidem essencialmente em:

- **Avaliação dos recursos Hídricos** - Com intuito de identificar e avaliar os locais passíveis de implementação, de pequena ou micro escala, determinando assim rendimento anual de energia e as características do curso de água ou canal. O Plano para as Energias Renováveis prevê, também, interligação para as centrais hídricas instaladas em sistemas de abastecimento de água, sistemas de águas residuais e canais de rega, aproveitando a energia cinética resultante do transporte da água. A identificação de bons locais de implementação incentivará e promoverá o aumento da potência instalada neste género de produção.
- **Avaliação Económica** - A diminuta implementação deste tipo de sistemas implica um estudo mais abrangente de custos de implementação, operação e manutenção. O presente trabalho estabelece a necessidade do estudo económico de materiais, contratação de trabalhos e disponibilidade de componentes a utilizar na implementação do sistema.
- **Estudo e concepção de novos sistemas** - As turbinas de fluxo Sub-Axial existentes apresentam baixa eficiência, sendo a investigação na área da concessão e comportamento hidrodinâmico essencial para a melhoria de produção. Projectos técnicos de mecânica que desenvolvam protótipos de turbinas mais eficiente e com baixos custos, bem como o estudo de difusores, introduziriam melhorias significativas do ponto de vista do desempenho operacional de todo o sistema e incentivaria a sua aplicação.

Referências

- [1] Ww.erse.pt -> Electricidade -> Liberalização do Sector; (Acedido em Janeiro de 2011)
- [2] Green Paper;"Towards a European strategy for the security of energy supply"(Presented by the Commission)
- [3] Comunicação da Comissão ao Conselho e ao Parlamento Europeu; "Uma Política Energética para a Europa"; Bruxelas, 2007
- [4] Jornal Oficial na União europeia; "Versões consolidadas do Tratado da União Europeia e do tratado que Institui a Comunidade Europeia"; 2010/C 83/01;
<http://europa.eu->Legislação e tratados>; (acedido a 15 Novembro de 2010)
- [5] Communication From the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions; "Energy 2020 - A Strategy for Competitive, Sustainable and Secure Energy"; Bruxelas, 10 de Novembro de 2010.
- [6] Plano Nacional de Acção para as Energias Renováveis ao Abrigo da directiva 2009/28/CE; Junho de 2010
- [7] ENE 2020; "Plano Novas Energias", Ministério da Economia e da Inovação e do Desenvolvimento; 15 de Abril de 2010
- [8] Ww.energiasrenovaveis.com -> Hidrica
- [9] Decreto-Lei n.º 363/2007, de 2 de Novembro
- [10] Ministério da Economia e Inovação; "Energia e Alterações Climáticas - Mais Investimento Melhor Ambiente", 2007
- [11] Decreto-Lei n.º 118-A/2010, de 25 de Outubro
- [12] DGEG; ww.dgge.pt ->estatísticas ->renováveis; (Acedido em Janeiro de 2011)
- [13] Decreto Lei n.º 189/88 de 27 de Maio
- [14] Decreto-Lei n.º 312/2001, de 10 de Dezembro
- [15] Decreto-Lei n.º 68/2002 de 25 de Março
- [16] Rui M. G. Castro, "Introdução à Energia Mini-Hídrica", Março de 2008
- [17] "Mini-Hídricas", Actos da disciplina Produção Dispersa. Porto : Feup, 2009
- [18] REN - Rede Eléctrica Nacional, S.A.; "Potencial Hidroeléctrico Nacional: Importância Socioeconómica e Ambiental do seu Desenvolvimento", Novembro 2006
- [19] ADENE- Agência de Energia & Instituto Nacional de Engenharia e Tecnologia Industrial (ADENE & INETI) "Relatório Síntese", Lisboa, Novembro de 2001
- [20] Castro, Rui M. G., "Condições Técnicas da Ligação da Produção Descentralizada Renovável", Energias Renováveis e Produção Descentralizada, edição 4, IST - Instituto Superior Técnico. Lisboa, Fevereiro de 2004

- [21] Maria Helena Alves, António Gonçalves Henriques; “O Caudal Ecológico como Medida de Minimização. Métodos para a sua determinação”; Lisboa, 11 a 14 de Abril de 1994
- [22] O. Paish, "Small hydro power: technology and current status," Renewable and Sustainable Energy Reviews, vol. 6, pp. 537-556, 2002
- [23] Johnson, R.M. , Chow, J.H., Dillon, M.V.;”Pelton turbine deflector overspeed control for a small power system”, Maio de 2004,IEEE
- [24] C. Jaliu, I. Visa, D. Diaconescu, R. Saulescu, M. Neagoe, O. Climescu; “Dynamic Model of a Small Hydropower Plant”, Maio de 2010, IEEE
- [25] L. M. Davis,W. Spaulding; “Safe Harbor Kaplan Turbines Design of Setting and Cavitation Limit as Developed at the Holtwood Hydraulic Laboratory”, Março 1933, IEEE
- [26] Kirby, R. S., Withington, S., Darling, Arthur B., and Kilgour, F.G.;Engineering in History; New York; 1956
- [27] www.hydrovolts.com->In-Stream Turbines, (Acedido em Dezembro de 2010)
- [28] "IEEE Guide for Control of Small Hydroelectric Power Plants"; IEEE Std 1020-1988 , vol., no., pp.0_1, 1988, doi: 10.1109/IEEESTD.1988.81616
- [29] Manuel Vaz Guedes; “O Motor Síncrono Trifásicos modelização, análise do funcionamento, utilização”; 1992, FEUP
- [30] José Pedro Sucena Paiva; “Redes de Energia Eléctrica - Uma Análise Sistemática”; IST Press, lisboa, 2005. ISBN:9789728469344
- [31] P.L. Alger; “induction Machines -their behavior and uses”; Gordon & Breach, 1970
- [32] Manuel Vaz Guedes; “O Motor Indução Trifásicos selecção e aplicação, utilização”; 1994, FEUP
- [33] Manuel Vaz Guedes; “O Motor Indução Trifásicos”. 1992, FEUP
- [34] Rawcliffe, G.H.; "The secondary circuits of synchronous induction motors"; Electrical Engineers, Journal of the Institution of , vol.87, no.525, pp.282-298, September 1940 doi: 10.1049/jjee-1.1940.0134
- [35] Hoseason, D.B.; "Squirrel-cage induction motors"; Electrical Engineers, Journal of the Institution of , vol.66, no.376, pp.410-425, April 1928 doi: 10.1049/jjee-1.1928.0034
- [36] Adam Harvey; “Micro-Hydro Design Manual”,ITDG Publishing;UK, 1993
- [37] ERSE - Nota Explicativa da Informação Sobre Produção em Regime Especial, Agosto de 2009
- [38] Decreto-Lei n.º 20/81, de 28 de Janeiro
- [39] www.erse.pt ->legislação; acedido a 20 Janeiro de 2011
- [40] Decreto - Lei n.º 182/95, de 27 de Julho
- [41] Decreto - Lei n.º 183/95, de 27 de Julho
- [42] Decreto - Lei n.º 184/95, de 27 de Julho
- [43] Decreto - Lei n.º 185/95, de 27 de Julho
- [44] Decreto - Lei n.º 186/95, de 27 de Julho
- [45] Decreto - Lei n.º 187/95, de 27 de Julho
- [46] Decreto - Lei n.º 182/95, de 27 de Julho
- [47] Decreto - Lei n.º 313/95, de 24 de Novembro
- [48] Decreto - Lei n.º 168/99, de 18 de Maio
- [49] Decreto-Lei n.º 312/2001, de 10 de Dezembro
- [50] Decreto-Lei n.º339-C/2001, de 29 de Dezembro
- [51] Decreto-Lei n.º 225/2007, de 31 de Maio

- [52] Decreto-Lei n.º 363/2007, de 2 de Novembro
- [53] Resolução do Conselho de Ministros n.º 29/2010, de 15 de Abril
- [54] Decreto-Lei n.º 226-A/2007, de 31 de Maio
- [55] Portaria n.º 596/2010, de 30 de Julho
- [56] PAREDES, A.; - “Monografias sobre as Bacias Hidrográficas do Norte de Portugal - A Bacia Hidrográfica do Rio Cávado”; Projecto de Gestão Integrada dos Recursos Hídricos do Norte (PGIRH/N), Direcção Geral dos Recursos Naturais, Ministério do Ambiente e dos Recursos Naturais, Porto, 1990
- [57] <http://snirh.pt> -> Dados Sintetizados -> Boletim de Escoamento -> Barcelos - 04F/02H; (Acedido Outubro de 2010)
- [58] Jack Hardisty. “The Analysis of Tidal Stream Power “, ISBN: 9780470724514; John Wiley & Sons, Ltd; 2009
- [59] M. Denny; “The Efficiency of Overshot and Undershot Waterwheels”, institute of Physics Publishing; Eur. J. Phys. 25 (2004) 193-202
P11: S0143-0807(04)69172-0
- [60] Joseph w. Kane, Morton M. Sternheim; “Physics”; John Wiley & Sons, inc; 1988; ISBN:0-471-6345-5
- [61] Terry S. Reynolds; “Stronger Than a Hundred Men: A History of the Vertical Water Wheel”; thw Johna Hopkins University Press; 1983
- [62] Natural Resources Canada; “ Technology Evaluation of Existing and Emerging Technologies - Water Current Turbines for River Applications”; 2006
- [63] M.J. Khan, G. Bhuyan, M.T. Iqbal and J.E. Quaicoe; Hydrokinetic energy conversion systems and assessment of horizontal and vertical axis turbines for river and tidal applications: A technology status review, Applied Energy, October 2009, Pages 1823- 1835 (ScienceDirect)
- [64] J.M. Ferreira, Rui M.G. Castro “Equipamento eléctrico dos geradores eólicos”; Instituto Superior Técnico; Lisboa, 2004
- [65] C. L. C. Allan; “Water Turbine Driven Induction Generators”; The Institution of Electrical Engineers Paper No. 3140 S Dec, 1959
- [66] Waters, Samuel S.; Willoughby, Ronald D.; , “Modeling Induction Motors for System Studies,” Industry Applications, IEEE Transactions on , vol.IA-19, no.5, pp.875-878, Sept. 1983
doi: 10.1109/TIA.1983
- [67] J.M. Ferreira de Jesus, Rui M.G. Castro; “Máquina de Indução Duplamente Alimentada (MIDA) em aproveitamentos de energia Eólica”; Instituto Superior Técnico, Lisboa, Abril de 2007
- [68] Carlos Castro Carvalho; “Maquinas Síncronas”; 1971, FEUP
- [69] Gil Marques; “Controlo de Motores Electricos”, 2007
- [70] Shwedhi, M.H., Sultan, M.R.; “Power factor correction capacitors; essentials and cautions”; Power Engineering Society Summer Meeting, 2000. IEEE , vol.3, no., pp.1317-1322 vol. 3, doi: 10.1109/PESS.2000.868713
- [71] Pena, R.; Clare, J.C.; Asher, G.M.; , “Doubly fed induction generator using back-to-back PWM converters and its application to variable-speed wind-energy generation,” Electric Power Applications, IEE Proceedings - , vol.143, no.3, pp.231-241, May 1996; doi: 10.1049/ip-epa:19960288

- [72] Liu, C; Hsu, Y; , "Effect of Rotor Excitation Voltage on Steady-State Stability and Maximum Output Power of a Doubly-Fed Induction Generator," Industrial Electronics, IEEE Transactions on , vol.PP, no.99, pp.1, 0
doi: 10.1109/TIE.2010.204113
- [73] Yamamoto, M.; Motoyoshi, O.; "Active and reactive power control of doubly-fed wound rotor induction generator," Power Electronics Specialists Conference, 1990. PESC '90 Record., 21st Annual IEEE , vol., no., pp.455-460, 11-14 Jun 1990
doi: 10.1109/PESC.1990.131223
- [74] Omar, A.M.; Rahim, N.A.; , "FPGA-based ASIC design of the three-phase synchronous PWM flyback converter," Electric Power Applications, IEE Proceedings - , vol.150, no.3, pp. 263- 268, May 2003;doi: 10.1049/ip-epa:20030507
- [75] Mesemanolis, A.; Mademlis, C.; Kioskeridis, I.; , "Maximum efficiency of a Wind Energy Conversion system with a PM Synchronous Generator," Power Generation, Transmission, Distribution and Energy Conversion (MedPower 2010), 7th Mediterranean Conference and Exhibition on , vol., no., pp.1-9, 7-10 Nov. 2010;
doi: 10.1049/cp.2010.0868
- [76] Serban, I.; Andreescu, G.D.; Tutelea, L.; Lascu, C.; Boldea, I.; Blaabjerg, F.; , "New State Observers and Sensorless Control of Wound Rotor Induction Generator (WRIG) at Power Grid with Experimental Characterization," IEEE Industrial Electronics, IECON 2006 - 32nd Annual Conference on , vol., no., pp.4260-4265, 6-10 Nov. 2006;
doi: 10.1109/IECON.2006.347548
- [77] Soter, S.; Wegener, R.; , "Development of Induction Machines in Wind Power Technology," Electric Machines & Drives Conference, 2007. IEMDC '07. IEEE International, vol.2, no., pp.1490-1495, 3-5 May 2007
doi: 10.1109/IEMDC.2007.383648
- [78] Norma NBR 6146/1980
- [79] Ministério da Economia e da Inovação e do Desenvolvimento; Portaria nº 596/2010, de 30 de Julho
- [80] ERSE; "Regulamento de Acesso às Rede e às Interligações"; Junho de 2007
- [81] Direcção-Geral de Geologia e Energia; "Regulamento da Qualidade de Serviço"; Despacho n.º 5255/2006; de 8 de Março
- [82] Www.Edp.pt -> a minha casa -> Tarifas e Horários -> Tarifas de Baixa Tensão Normal -> Tarifas Baixa Tensão Normal até 20,7kVA
- [83] <http://www.renewablegp.com> -> Inverters & Control Equipment; (Acedido em Fevereiro de 2011)
- [84] <http://www.renewablegp.com> -> Permanent Magnet Generators; (Acedido em Fevereiro de 2011)

Anexo A

Tabela A.1 Aproveitamentos hidroeléctricos na Bacia do Rio Cávado/Ribeiras Costeiras

Aproveitamentos hidroeléctricos								
Nome	Alto Cávado	Caniçada	Paradela	Penide	Ruães	Salamonde	Venda Nova (Rabagão)	Vilarinho das Furnas
Curso de água	RIO CÁVADO	RIO CÁVADO	RIO CÁVADO	RIO CÁVADO	RIO CÁVADO	RIO CÁVADO	RIO RABAGÃO	RIO HOMEM
Código da rede hidrométrica	03J/02A	04H/01A	03J/01A	04F/01A	05G/01AE	03I/01A	03J/04A	03H/01A
Distrito	VILA REAL	BRAGA	VILA REAL	BRAGA	BRAGA	BRAGA	BRAGA	BRAGA
Concelho	MONTALEGRE	VIEIRA DO MINHO	MONTALEGRE	BARCELOS	VILA VERDE	VIEIRA DO MINHO	VIEIRA DO MINHO	TERRAS DE BOURO
Freguesia	SEZELHE	PARADA DO BOURO	PARADELA	AREIAS	CABANELAS	SALAMONDE	CAMPOS	CAMPO DO GERÊS
Características da bacia hidrográfica								
Área da bacia hidrográfica total (km2)	99,15	774,66	216,9	1318,27	915,49	615,05	239,35	58,51
Área da bacia hidrográfica própria (km2)	99,16	159,61	117,75	344,26	140,83	158,8	136,23	58,52
Precipitação média anual (mm)	1724	2729	2141	2063	2014	2437	2086	3123
Características do curso de água principal								
Comprimento (km)	21,6	27,3	17,4	48	27,5	23,6	21,8	17,8
Declive (%)	2,7	4,2	3,6	1,7	3,2	3,6	2	5

Tabela A.2 Estações hidrométricas na bacia hidrográfica do Cavado/Ribeiras Costeiras

CÓDIGO	NOME	ALTITUDE (m)	BACIA	RIO	ÁREA DRENADA (km2)	DISTRITO	CONCELHO	FREGUESIA	ENTIDADE RESPONSÁVEL (CONVENCIONAL)	ESTADO
03J/02A E	ALTO CÁVADO	882	CÁVADO/RIBEIRAS COSTEIRAS	RIO CÁVADO	99,12	VILA REAL	MONTALEGRE	SEZELHE	EDP	ACTIVA (EDP)
03J/01H	ALTO CÁVADO (DERIVAÇÃO)	883	CÁVADO/RIBEIRAS COSTEIRAS	RIO CÁVADO	102,2	VILA REAL	MONTALEGRE	SEZELHE	EDP	ACTIVA (EDP)
03J/06H	ALTO CÁVADO (RIO)	881	CÁVADO/RIBEIRAS COSTEIRAS	RIO CÁVADO	99,16	VILA REAL	MONTALEGRE	SEZELHE	EDP	ACTIVA (EDP)
04E/03H	BARCA DO LAGO	5	CÁVADO/RIBEIRAS COSTEIRAS	RIO CÁVADO	1571,51	BRAGA	ESPOSENDE	FONTE BOA	CCDR-NORTE	EXTINTA
04F/02H	BARCELOS	11	CÁVADO/RIBEIRAS COSTEIRAS	RIO CÁVADO	1434,31	BRAGA	BARCELOS	BARCELOS	CCDR-NORTE	NÃO INSTALADA
03J/04H	BARRAGEM DA PARADELA	696	CÁVADO/RIBEIRAS COSTEIRAS	RIO CÁVADO	216,9	VILA REAL	MONTALEGRE	PARADELA	CCDR-NORTE	EXTINTA
04H/01A	CANIÇADA (EDP)	123	CÁVADO/RIBEIRAS COSTEIRAS	RIO CÁVADO	141	BRAGA	VIEIRA DO MINHO	PARADA DO BOURO	EDP	ACTIVA (EDP)
04E/01H	ESPOSENDE	0	CÁVADO/RIBEIRAS COSTEIRAS	RIO CÁVADO	1584,24	BRAGA	ESPOSENDE	ESPOSENDE	CCDR-NORTE	EXTINTA
05G/01A E	HIDROELÉCTRICA DE RUÃES	22	CÁVADO/RIBEIRAS COSTEIRAS	RIO CÁVADO	1182,99	BRAGA	VILA VERDE	CABANELAS	-	ACTIVA
04E/04H	MARIZ (BARCELOS)	15	CÁVADO/RIBEIRAS COSTEIRAS	RIO CÁVADO	1473,22	BRAGA	BARCELOS	PERELHAL	CCDR-NORTE	EXTINTA
04G/04H	PADIM DA GRAÇA	17	CÁVADO/RIBEIRAS COSTEIRAS	RIO CÁVADO	1274,44	BRAGA	VILA VERDE	CABANELAS	CCDR-NORTE	EXTINTA
03J/03H	PARADELA DO RIO	708	CÁVADO/RIBEIRAS COSTEIRAS	RIO CÁVADO	215,13	VILA REAL	MONTALEGRE	FIÃES DO RIO	CCDR-NORTE	EXTINTA
03J/01A	PARADELA (EDP)	672	CÁVADO/RIBEIRAS COSTEIRAS	RIO CÁVADO	117,86	VILA REAL	MONTALEGRE	PARADELA	EDP	ACTIVA (EDP)
04F/01A	PENIDE	34	CÁVADO/RIBEIRAS COSTEIRAS	RIO CÁVADO	344,26	BRAGA	BARCELOS	AREIAS DE VILAR	EDP-HDN	ACTIVA
04F/01H	PENIDE (CENTRAL)	5	CÁVADO/RIBEIRAS COSTEIRAS	RIO CÁVADO	1434,48	BRAGA	BARCELOS	BARCELINHOS	CCDR-NORTE	EXTINTA
04G/07H	PONTE BICO (2)	22	CÁVADO/RIBEIRAS COSTEIRAS	RIO CÁVADO	915,65	BRAGA	BRAGA	PALMEIRA	-	ACTIVA
04E/02H	PONTE FAO	0	CÁVADO/RIBEIRAS COSTEIRAS	RIO CÁVADO	1577,33	BRAGA	ESPOSENDE	FÃO	CCDR-NORTE	EXTINTA
04G/02H	PONTE PRADO	24	CÁVADO/RIBEIRAS COSTEIRAS	RIO CÁVADO	1187,7	BRAGA	VILA VERDE	VILA DE PRADO	CCDR-NORTE	EXTINTA
03I/01A	SALAMONDE (EDP)	271	CÁVADO/RIBEIRAS COSTEIRAS	RIO CÁVADO	158,44	BRAGA	VIEIRA DO MINHO	SALAMONDE	EDP	ACTIVA (EDP)
03I/02H	SALAMONDE (RIO)	278	CÁVADO/RIBEIRAS COSTEIRAS	RIO CÁVADO	613,08	VILA REAL	MONTALEGRE	CABRIL	CCDR-NORTE	EXTINTA

Tabela A.3 Temperaturas médias mensais no local de estudo

Ano	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ	Média
1982	10	9,4	11,1	14,5	15,2	17,2	18,9	20,4	19,4	14,1	11,4	9,5	14,25833
1983	8,1	6,9	12,9	11,9	13,5	19,9	19,7	20,6	19,4	15,8	14,7	9,9	14,44167
1984	8,7	8,8	9,5	16	12,7	19,1	19,5	20,1	-	15,1	11,7	10,3	13,77273
1985	7,5	11,7	10,4	13,6	14,9	18,1	20,1	18,5	19,4	16,4	11	9,9	14,29167 Min.
1986	7,9	9,2	10,5	10,3	15,5	18,7	20,7	18,5	19,7	17,1	11,3	9,4	14,06667
1987	8,9	9,6	12,5	14,5	16,7	18,3	21,7	21,8	21,1	14,9	12,6	12	15,38333
1988	10,4	10,3	11,5	13	15,1	19	19,5	19,7	19,4	15,9	14,1	8,9	14,73333
1989	8,2	10,2	12,6	11,9	17	19,7	22,9	21,6	19,1	18,9	13,6	13,3	15,75
1990	8,9	12,2	13,4	13	17	17,7	21,8	20,9	19,7	14,6	10,7	8,8	14,89167
1994	9,1	8,7	12,8	12,9	14,7	20,1	19,6	20,2	17,7	16,4	13,5	11,5	14,76667
1995	10,3	11,1	12,9	15,3	17,7	19,3	21,5	22,6	18,6	18,5	14,2	11,9	16,15833
1996	10,7	9,1	12	14,4	15,6	20,8	21,6	19,9	18,2	16	12,4	10,1	15,06667
1997	7,7	10,9	16,2	14,5	14,7	16,8	21,9	20,7	20,3	18,6	13,6	11,2	15,59167
1998	10,8	12,9	14,7	12,1	16,1	18,6	21,7	22,5	19,8	18,5	14,7	12,4	16,23333 Max
Máx,	10,8	12,9	16,2	16	17,7	20,8	22,9	22,6	21,1	18,9	14,7	13,3	17,325
Méd,	9,085714	10,07143	12,35714	13,42143	15,45714	18,80714	20,79286	20,57143	19,36923	16,48571	12,82143	10,65	14,99089
Min,	7,5	6,9	9,5	10,3	12,7	16,8	18,9	18,5	17,7	14,1	10,7	8,8	12,7



Figura A.1 - Imagens de satélite do local com distância entre margens [Google Earth]

Tabela A.4 - Nível médio mensal (convencional) para o período de estudo; valores máximos, mínimos e ano médio [m]

BARCELOS (04F/02H) - Rede Hidrométrica												
Nível médio mensal (convencional) [m]												
Ano	JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ
1979	1,70	2,56	1,46	1,12	0,78	0,94	0,72	0,46	0,36	0,84	0,69	0,72
1980	0,96	1,04	0,90	0,81	0,73	0,62	0,44	0,42	0,32	0,52	0,67	0,63
1981	0,82	1,03	1,04	0,95	0,82	0,83	0,60	0,63	0,77	0,71	0,62	1,25
1982	1,30	1,00	0,90	0,68	0,55	0,61	0,59	0,48	0,49	0,71	0,80	1,06
1983	0,82	0,68	0,69	0,87	1,31	0,89	0,65	0,63	0,12	0,29	0,81	0,95
1984	1,10	1,04	0,88	0,95	0,72	0,67	0,54	0,42	0,34	0,63	1,09	1,21
1985	1,17	1,54	1,10	1,13	0,88	0,60	0,60	0,59	0,53	0,51	0,76	0,96
1986	1,16	1,37	1,05	0,89	0,71	0,55	0,50	0,54	0,60	0,56	0,66	0,69
1987	0,90	1,01	0,76	0,88	0,58	0,48	0,50	0,41	0,33	0,97	0,96	1,04
1988	1,33	1,49	0,88	0,68	0,83	0,66	0,77	0,64	0,58	0,74	0,76	0,63
1989	0,49	0,45	0,65	0,59	0,46	0,44	0,42	0,37	0,27	0,35	0,55	1,18
1990	1,03	1,16	0,82	0,51	0,56	0,46	0,46	0,33	0,32	0,44	0,72	0,67
1994	1,30	1,17	0,84	0,80	0,88	0,96	0,59	0,52	42,10	0,57	1,05	0,96
1995	1,36	1,00	0,98	0,76	0,75	0,70	0,55	0,49	0,62	35,80	0,90	1,39
1996	1,74	1,16	1,01	0,84	0,76	0,73	0,45	0,43	0,43	0,64	0,83	1,09
1997	1,12	0,96	0,71	0,42	0,58	0,87	0,67	0,62	0,49	0,79	1,22	1,36
1998	1,28	1,01	0,75	1,09	0,87	0,86	0,48	0,45	0,72	0,62	0,75	0,64
Máx,	1,74	2,56	1,46	1,13	1,31	0,96	0,77	0,64	42,10	35,80	1,22	1,39
Méd,	1,15	1,16	0,91	0,82	0,75	0,70	0,56	0,50	2,91	2,69	0,81	0,97
Min,	0,49	0,45	0,65	0,42	0,46	0,44	0,42	0,33	0,12	0,29	0,55	0,63

Anexo B

Densities of some fluids at atmospheric pressure		
Fluid	Density (kg m ⁻³)	Temperature (°C)
Hydrogen (H ₂)	0.0899	0
Helium (He)	0.178	0
Nitrogen (N ₂)	1.25	0
Carbon dioxide (CO ₂)	1.98	0
Oxygen (O ₂)	1.43	0
Air	1.29	0
	1.20	20
	0.95	100
Water, pure	1000	0
	958	100
Sea water	1025	15
Alcohol, ethyl	791	20
Chloroform	1490	20
Ether	736	0
Linseed oil	930	0
Glycerin	1260	0
Mercury	13600	0
Whole blood	1059.5	25
Blood plasma	1026.9	25

Figura B.1 - Densidade de fluidos a pressão atmosférica

Company	WCT Device Name	Turbine Type	Stage of Development	Turbine Efficiency	System Efficiency	Min/Max Depth (m)	Min/Max Speed (m/s)	Blade Pitch	Axis Orientation	Blade Diameter	No. of Turbines per Unit	Ducted or Unducted	Anchor System
AXIAL-FLOW TURBINES													
Thropton Energy Services	Water Current Turbine	Axial flow propeller	Commercial	no data found	12% - 14% @1kW	turbine diameter /no limit	0.5/1.5 †	fixed	horiz	4.0, 3.4, 2.8, 2.2, 1.8m	1	unducted	pontoon boat
Marlec	Amazon Aquacharger	Boat-mount	Commercial	no data found	12%	1.75/ no limit	0.45/1.5	fixed	horiz	1.8	1	unducted	boat or dock
Verdant Power Canada ULC	Kinetic Hydro Power Sys	Axial Flow	Pre-Commercial	45%	35.9%	7m for 5m dia.	1.0 / tailored for any speed	fixed	horiz	5m, scaleable 2m+	1	unducted	yaw pylon
Clean Current	Tidal Turbine Generator	Ducted Axial Flow	Prototype	no data found	50%	no data found	no data found	no data found	horiz	prototype: 3.5m	1, possibly 2	ducted	pylon, weighted base
UEK	Underwater Electric Kite	Dual Ducted Axial Flow on tether	Prototype	no data found	no data found	no data found	no data found	fixed	horiz	Several models: 2m, 3m and larger	1	ducted	tethered
PEEHR	Hydroreactor Stream Accelerator	Ducted Axial Flow 4 bladed impeller on	Prototype	no data found	~13% calculated from data	no data found	test data at 2.75m/s only	fixed	horiz	1.2	1	ducted	extendable yaw pile
Hydrohéliz Energies	Marenergie	Axial-flow	Laboratory	no data found	no data found	no data found	no data found	fixed	horiz	8 m	1	ducted	weighted base?
Swan Turbines	Swan Turbine	Axial flow propeller	Laboratory/ Prototype	no data found	24%	no data found	1.8/2.8 (for 1m proto.)	data not found	horiz	prototype =1m	1	unducted	extendable yaw pylon
CROSS-AXIS TURBINES													
Alternative Hydro Solutions Ltd	Freestream Darrieus Water Turbine	Cross-axis	Commercial	no data found	~32% calc from graph	~0.6 for high speed stream	no data found	fixed	vert	1.25, 1.5, 2.5, 3.0, 6.0 metres	1	unducted	Customer determined
Energy Alliance	Submerged Hydro Unit	Cross-axis	Commercial	80% †	65% †	0.5/unlimited	3/10 †	fixed	horiz	no data found	1	ducted	weighted base & cabled
Ponte di Archimede	Kobold Turbine	Cross-axis flow	Pre-Commercial	no data found	23%	~7 m / unlimited	tested at 2m/s; range data not found	varies	vert	6 m dia x 5 m high	1	unducted	Floating buoy with mooring cables to anchors

Figura B.2 Turbinas Hidrocinéticas e sistemas de ancoramento mais comuns

Companies and technology summary table											
Company	WCT Device Name	Turbine Type	Stage of Development	Min/Max Depth (m)	Min/Max Speed (m/s)	Axis of Rotation	Blade diameter	No. of Turbines per Unit	Ducted or Un-ducted	Anchor System	Unit Power Output
Thropton Energy Services (UK)	Water Current Turbine	Axial flow propeller	Commercial	Min 0.75	0.5/ depends on diameter	Horiz	4.0, 3.4, 2.8, 2.2, 1.8 m	One	Un-ducted	Pontoon, boat	Up to 2kW at 240v
Alternative Hydro Solutions Ltd (Canada)	Free-stream Darrieus Water Turbine	Cross-axis	Commercial	Min 0.6 for high speed stream	0.5/ depends on diameter	Vert	1.25, 1.5, 2.5, 3.0 m	One	Un-ducted	Customer determined	Up to 2-3kW
Energy Alliance (Russia)	Submerged Hydro Unit	Cross-axis	Commercial	0.5/ no limit	Min 3	Horiz	No data found	One	Ducted	Weighted base and cabled	1-5kW (and >10 kW)
New Energy (Canada)	EnCurrent Hydro Turbine	Cross-axis	Commercial	Min 2.5	Min 0.5/3 for max power	Vert	1.52 m	One	Un-ducted	Floating buoy with cables to anchors	5kW (and > 10kW)
Tidal Energy Pty. Ltd. (Australia)	TBD	Darrieus, Cross-axis	Pre-commercial	No data found	No data found	Vert	1.2 to 2.4	One	Ducted	Moored to the ground	Depends on velocity and size
Lucid Energy Technologies (USA)	Gorlov Helical Turbine	Helical Darrieus Cross-axis	Commercial	Vert: no limit. Horiz: -1.1	0.6/no limit	Either	No data found	One or more sections	Un-ducted	Various	Up to 20kW, depends on size
Seabell Int. Co., Ltd. (Japan)	STREAM	Dual, Cross-axis	Commercial	0.5/no limit	0.6/no limit	Vert	No data found	Two	Ducted	Floating buoy with cables to anchors	Undefined (small-scale)
Edlectic Energy Ltd. (UK)	DuoGen	Axial flow propeller	Commercial	0.5/no limit	1/5 (1.8 knots/9 knots)	Horiz	0.31 m	One	Un-ducted	Pontoon, boat	8 amps at 6 knots

Table 3.1: Companies and technology summary table

NOTE: Most of the information presented is gathered from the company's own websites or published literature without third party confirmation and should be evaluated in light of each design-developer's experience and track record of date.

Figura B.3 Principais tipos de Turbina Hidrocinéticas; fabricantes e potências